A. Introduction

1. Titre : **Performance du contrôle de l'équilibrage de la puissance active**

2. Numéro : **BAL-001-2**

3. Objet : Maintenir la fréquence de l'*Interconnexion* à l'intérieur des limites préétablies.

4. Applicabilité :

4.1. *Responsable de l'équilibrage*

4.1.1 Un *responsable de l'équilibrage* qui reçoit un *service étendu de régulation* n'est pas visé par l'évaluation de conformité à la *norme de performance du réglage* 1 (CPS1) et à la limite ACE de *responsable de l'équilibrage* (BAAL).

4.1.2 Un *responsable de l'équilibrage* qui fait partie d'un *groupe de partage de réserve réglante* est l'entité responsable seulement pendant les périodes où il n'est pas en état actif selon l'entente pertinente ou les règles qui régissent le *groupe de partage de réserve réglante*.

4.2. *Groupe de partage de réserve réglante*

5. Date d'entrée en vigueur (proposée) :

La norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois après la date de son adoption par un organisme de réglementation pertinent. Dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre à survenir 12 mois après la date de son adoption par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique.

B. Exigences

E1. L'entité responsable doit mener ses activités d'exploitation de sorte que, pour l'*Interconnexion* visée par ses activités, la norme de performance du réglage 1 (CPS1), calculée conformément à l'annexe 1, soit égale ou supérieure à 100 % pour chacun des 12 mois civils consécutifs précédents, selon une évaluation mensuelle.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

E2. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit mener ses activités d'exploitation de sorte que, pour l'*Interconnexion* visée par ses activités, la moyenne par minute civile de son *ACE déclaré* ne dépasse pas sa limite *ACE* de *responsable de l'équilibrage* (BAAL) par minute civile pendant plus de 30 minutes civiles consécutives, selon un calcul conforme à l'annexe 2.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

C. Mesures

M1. L'entité responsable doit présenter sur demande des pièces justificatives (par exemple des résultats datés de feuille de calcul, des journaux de système, des logiciels ou d'autres documents, en version papier ou électronique) attestant sa conformité à l'exigence E1.

M2. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit présenter sur demande des pièces justificatives (par exemple des résultats datés de feuille de calcul, des journaux de système, des logiciels ou d'autres documents, en version papier ou électronique) attestant sa conformité à l'exigence E2.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable de la surveillance de l'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « responsable de la surveillance de l'application des normes » (CEA) désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des données

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

L'entité responsable doit conserver des données ou des pièces justificatives pour l'année en cours, plus trois années civiles précédentes, à moins que son CEA lui demande de conserver certaines pièces plus longtemps aux fins d'une enquête. Les données utilisées pour le calcul de l'*ACE déclaré* du *groupe de partage de réserve réglante*, ou de l'*ACE déclaré,* de la CPS1 et de la BAAL doivent être conservées en format numérique au même taux de balayage que celui utilisé pour le calcul de l'*ACE déclaré* pour l'année en cours, plus trois années civiles précédentes.

Si une entité responsable est jugée non conforme à une exigence, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que le retour à la conformité soit constaté ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le CEA doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations de non-conformité

Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	La CPS1 de l'entité responsable, pour les 12 mois civils consécutifs prédécents, est inférieure à 100 % mais au moins égale à 95 % pour l'*Interconnexion* visée.	La CPS1 de l'entité responsable, pour les 12 mois civils consécutifs prédécents, est inférieure à 95 % mais au moins égale à 90 % pour l'*Interconnexion* visée.	La CPS1 de l'entité responsable, pour les 12 mois civils consécutifs prédécents, est inférieure à 90 % mais au moins égale à 85 % pour l'*Interconnexion* visée.	La CPS1 de l'entité responsable, pour les 12 mois civils consécutifs prédécents, est inférieure à 85 % pour l'*Interconnexion* visée.
E2	Le *responsable de l'équilibrage* a dépassé sa BAAL par minute civile pendant une période de plus de 30 minutes civiles et d'au plus 45 minutes civiles consécutives pour l'*Interconnexion* visée.	Le *responsable de l'équilibrage* a dépassé sa BAAL par minute civile pendant une période de plus de 45 minutes civiles et d'au plus 60 minutes civiles consécutives pour l'*Interconnexion* visée.	Le *responsable de l'équilibrage* a dépassé sa BAAL par minute civile pendant une période de plus de 60 minutes civiles et d'au plus 75 minutes civiles consécutives pour l'*Interconnexion* visée.	Le *responsable de l'équilibrage* a dépassé sa BAAL par minute civile pendant une période de plus de 75 minutes civiles consécutives pour l'*Interconnexion* visée.

E. Différences régionales

Aucune.

F. Documents connexes

BAL-001-2, *Real Power Balancing Control Performance Standard Background Document*.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	8 février 2005	Approbation par le Conseil d'administration.	Nouveau
0	1er avril 2005	Date d'entrée en vigueur.	Nouveau
0	8 août 2005	Suppression du mot « proposé » pour la date d'entrée en vigueur.	Erratum
0	24 juillet 2007	Dans l'exigence E3, renvoi à M1 et à M2, et non à E1 et à E2.	Erratum
0a	19 décembre 2007	Annexe 2 ajoutée – Interprétation de l'exigence E1 approuvée par le Conseil d'administration le 23 octobre 2007.	Révision
0a	16 janvier 2008	Dans la section A.2, lettre « a » ajoutée à la fin du numéro de norme. Dans la section F, numérotation automatique corrigée de « 2 » à « 1 », « approuvé » supprimé et parenthèses ajoutées à « 23 octobre 2007 ».	Erratum
0	23 janvier 2008	Annulation de l'erratum du 24 juillet 2007.	Erratum
0.1a	29 octobre 2008	Adoption des errata par le Conseil d'administration ; actualisation du numéro de version à « 0.1a ».	Erratum
0.1a	13 mai 2009	Approbation par la FERC.	
1		Inclusion de la limite BAAL et de la différence applicable au WECC ; exclusion de CPS2.	Révision
1	19 décembre 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	
2	15 août 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	

Annexe 1
Équations relatives à l'exigence E1 et à la mesure M1

La CPS1 se calcule comme suit :

$$\mathrm{CPS1} = (2 - \mathrm{CF}) \times 100\ \%$$

Le facteur de conformité lié à la fréquence (CF) est un ratio établi à partir des paramètres de conformité par minute civile cumulés sur la plus récente période de 12 mois civils consécutifs, le tout divisé par le carré de l'intervalle cible de fréquences :

$$CF = \frac{CF_{12\ mois}}{(\varepsilon 1_{\mathrm{I}})^2}$$

Dans cette équation, $\varepsilon 1_I$ est la constante obtenue à partir d'un intervalle cible de fréquences propre à chaque *Interconnexion* :

- *Interconnexion* de l'Est : $\varepsilon 1_I$ = 0,018 Hz
- *Interconnexion* de l'Ouest : $\varepsilon 1_I$ = 0,0228 Hz
- *Interconnexion* ERCOT : $\varepsilon 1_I$ = 0,030 Hz
- *Interconnexion* du Québec : $\varepsilon 1_I$ = 0,021 Hz

L'indice d'évaluation $CF_{12\ mois}$ est obtenu à partir des données de la période de 12 mois civils consécutifs la plus récente. Les paramètres de conformité par minute civile cumulés sont obtenus à partir des moyennes pour une minute de l'*ACE déclaré*, de l'*écart de fréquence* et des *réglages de compensation en fréquence*.

La moyenne par minute civile désigne la moyenne, pour chaque cycle d'échantillonnage au cours d'une minute civile donnée, de la variable mesurée valide – *ACE déclaré* (*RACE*) et *écart de fréquence* – du *responsable de l'équilibrage* déclarant.

$$\left(\frac{RACE}{-10B}\right)_{\text{minute civile}} = \frac{\left(\frac{\sum RACE_{\text{cycles d'échantillonnage de la minute civile}}}{n_{\text{cycles d'échantillonnage de la minute civile}}}\right)}{-10B}$$

et

$$\Delta F_{\text{minute civile}} = \frac{\sum \Delta F_{\text{cycles d'échantillonnage de la minute civile}}}{n_{\text{cycles d'échantillonnage de la minute civile}}}$$

Le facteur de conformité par minute civile ($CF_{\text{minute civile}}$) du *responsable de l'équilibrage* se calcule comme suit :

$$CF_{\text{minute civile}} = \left[\left(\frac{RACE}{-10B}\right)_{\text{minute civile}} \times \Delta F_{\text{minute civile}}\right]$$

Normalement, on utilise 60 moyennes par minute civile de l'*ACE déclaré* et de l'*écart de fréquence* du *responsable de l'équilibrage* déclarant pour calculer le facteur de conformité moyen horaire ($CF_{\text{heure civile}}$).

$$CF_{\text{heure civile}} = \frac{\sum CF_{\text{minute civile}}}{n_{\text{échantillons de minute civile par heure}}}$$

Le *responsable de l'équilibrage* déclarant doit pouvoir recalculer chacune des moyennes par heure civile ($CF_{\text{moyenne par heure civile du mois}}$) et stocker les échantillons de données correspondants pour chaque période

de 24 heures (une moyenne pour chaque heure civile, c'est-à-dire se terminant à 1 h 00, à 2 h 00, et ainsi de suite jusqu'à 24 h 00). Le facteur de conformité mensuel (CF_{mois}) se calcule comme suit :

$$CF_{\text{moyenne par heure civile du mois}} = \frac{\sum_{\text{jours par mois}} \left[\left(CF_{\text{heure civile}} \right) \left(n_{\text{échantillons d'une minute par heure civile}} \right) \right]}{\sum_{\text{jours par mois}} \left[n_{\text{échantillons d'une minute par heure civile}} \right]}$$

$$CF_{\text{mois}} = \frac{\sum_{\text{heures par jour}} \left[\left(CF_{\text{moyenne par heure civile du mois}} \right) \left(n_{\text{échantillons d'une minute dans les moyennes par heure civile}} \right) \right]}{\sum_{\text{heures par jour}} \left[n_{\text{échantillons d'une minute dans les moyennes par heure civile}} \right]}$$

Le facteur de conformité pour 12 mois ($CF_{12\ mois}$) se calcule comme suit :

$$CF_{12\ \text{mois}} = \frac{\sum_{\text{i}=1}^{12} \left(CF_{\text{mois}-\text{i}} \right) \left(n_{(\text{échantillons d'une minute par mois})-\text{i}} \right)}{\sum_{\text{i}=1}^{12} \left[n_{(\text{échantillons d'une minute par mois})-\text{i}} \right]}$$

Pour que la moyenne de l'*ACE déclaré* et de l'*écart de fréquence* calculée pour tout intervalle d'une minute soit représentatif de cet intervalle, il est nécessaire qu'au moins 50 % des données d'échantillon d'*ACE déclaré* et d'*écart de fréquence* pendant l'intervalle d'une minute soient valides.
Si l'enregistrement des données d'*ACE déclaré* ou d'*écart de fréquence* est interrompu de telle sorte que moins de 50 % des données d'échantillon pour une période d'une minute sont disponibles ou valides, il faut alors exclure cet intervalle d'une minute du calcul de la CPS1.

Un *responsable de l'équilibrage* qui fournit un *service étendu de régulation* à un autre responsable de l'équilibrage calcule sa performance CPS1 après avoir combiné son *ACE déclaré* et ses *réglages de compensation en fréquence* avec les valeurs correspondantes du *responsable de l'équilibrage* qui reçoit le *service de régulation*.

Annexe 2
Équations relatives à l'exigence E2 et à la mesure M2

Lorsque la fréquence réelle est égale à la *fréquence programmée*, $BAAL_{sup}$ et $BAAL_{inf}$ ne s'appliquent pas.

Lorsque la fréquence réelle est inférieure à la *fréquence programmée*, $BAAL_{sup}$ ne s'applique pas et $BAAL_{inf}$ se calcule comme suit :

$$BAAL_{inf} = \left(-10B_i \times \left(FTL_{inf} - F_S\right)\right) \times \frac{\left(FTL_{inf} - F_S\right)}{\left(F_A - F_S\right)}$$

Lorsque la fréquence réelle est supérieure à la *fréquence programmée*, $BAAL_{inf}$ ne s'applique pas et $BAAL_{sup}$ se calcule comme suit :

$$BAAL_{sup} = \left(-10B_i \times \left(FTL_{sup} - F_S\right)\right) \times \frac{\left(FTL_{sup} - F_S\right)}{\left(F_A - F_S\right)}$$

où :

$BAAL_{inf}$ est la limite ACE inférieure du *responsable de l'équilibrage* (en MW)

$BAAL_{sup}$ est la limite ACE supérieure du *responsable de l'équilibrage* (en MW)

10 est une constante qui sert à convertir en MW/Hz le *réglage de la compensation en fréquence*, donné en MW/dHz

B_i est le *réglage de la compensation en fréquence* (en MW/dHz) d'un *responsable de l'équilibrage*

F_A est la fréquence mesurée (en Hz)

F_S est la fréquence programmée (en Hz)

FTL_{inf} est la limite inférieure de déclenchement en fréquence (calculée par $F_S - 3\varepsilon 1_I$ Hz)

FTL_{sup} est la limite supérieure de déclenchement en fréquence (calculée par $F_S + 3\varepsilon 1_I$ Hz)

où $\varepsilon 1_I$ est la constante obtenue à partir d'un intervalle cible de fréquences propre à chaque *Interconnexion* :

- *Interconnexion* de l'Est : $\varepsilon 1_I$ = 0,018 Hz
- *Interconnexion* de l'Ouest : $\varepsilon 1_I$ = 0,0228 Hz
- *Interconnexion* ERCOT : $\varepsilon 1_I$ = 0,030 Hz
- *Interconnexion* du Québec : $\varepsilon 1_I$ = 0,021 Hz

Pour que la fréquence réelle moyenne calculée pour tout intervalle d'une minute soit représentative de cet intervalle, il est nécessaire qu'au moins 50 % des données d'échantillon de fréquence réelle pendant l'intervalle d'une minute soient valides. Si l'enregistrement des données de fréquence réelle est interrompu de telle sorte que moins de 50 % des données d'échantillon pour une période d'une minute sont disponibles ou valides, il faut alors exclure cet intervalle du calcul de la limite BAAL et remettre à zéro le compte de 30 minutes.

Un responsable de l'équilibrage qui fournit un service étendu de régulation à un autre responsable de l'équilibrage calcule sa performance BAAL après avoir combiné son réglage de compensation en fréquence avec celui du responsable de l'équilibrage qui reçoit le service de régulation.

Annexe QC-BAL-001-2
Dispositions particulières de la norme BAL-001-2 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : Performance du contrôle de l'équilibrage de la puissance active

2. Numéro : BAL-001-2

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité : Aucune disposition particulière

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 3 février 2017

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 3 février 2017

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er avril 2017

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable de la surveillance de l'application des normes

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de l'application de la norme de fiabilité et de son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Annexe 1

Aucune disposition particulière

Annexe 2

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	3 février 2017	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Norme de contrôle en régime perturbé – Réserve pour contingence en vue du rétablissement après une contingence d'équilibrage**

2. Numéro : **BAL-002-3**

3. Objet : Faire en sorte que le *responsable de l'équilibrage* ou le *groupe de partage des réserves* assure l'équilibre entre les ressources et la demande et ramène son *écart de réglage de la zone* aux valeurs prescrites (sous réserve des limites applicables) après une *contingence d'équilibrage à déclarer*.

4. Applicabilité :

4.1. Entité responsable

4.1.1 *Responsable de l'équilibrage*

4.1.1.1 Un *responsable de l'équilibrage* qui fait partie d'un *groupe de partage des réserves* est l'entité responsable seulement pendant les périodes où il n'est pas en état actif selon l'entente pertinente ou les règles qui régissent le *groupe de partage des réserves*.

4.1.2 *Groupe de partage des réserves*

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre de la norme BAL-002-3.

B. Exigences et mesures

E1. L'entité responsable touchée par une *contingence d'équilibrage à déclarer* doit :
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

1.1. au cours de la *période de rétablissement après contingence*, démontrer le rétablissement en ramenant son *ACE déclaré* à au moins la valeur suivante :

- zéro (si la *valeur de l'ACE avant déclaration de la contingence* était positive ou nulle) ; toutefois, si une *contingence d'équilibrage* survient pendant la *période de rétablissement après contingence*, l'exigence de rétablissement est réduite : i) au début de la nouvelle *contingence d'équilibrage* et ii) de la valeur de celle-ci ;

ou

- la *valeur de l'ACE avant déclaration de la contingence* (si cette valeur était négative) ; toutefois, si une *contingence d'équilibrage* survient pendant la *période de rétablissement après contingence*, l'exigence de rétablissement est réduite : i) au début de la nouvelle *contingence d'équilibrage* et ii) de la valeur de celle-ci ;

1.2. documenter toutes les *contingences d'équilibrage à déclarer* au moyen du formulaire CR Form 1 ;

1.3. déployer la *réserve pour contingence*, compte tenu des contraintes du réseau, afin de répondre à toutes les *contingences d'équilibrage à déclarer* ; cependant, la conformité à l'alinéa 1.1 n'est pas exigée dans les cas suivants :

1.3.1. si l'entité responsable est i) un *responsable de l'équilibrage* qui, ou ii) un *groupe de partage des réserves* dont au moins un des membres :

- fait face à une alerte de *défaillance en énergie* lancée par le *coordonnateur de la fiabilité* ; et
- utilise sa *réserve pour contingence* pour remédier à une situation d'urgence en exploitation conformément à son *plan d'exploitation* d'urgence ; et
- a épuisé sa *réserve pour contingence* au point où celle-ci ne suffit plus à répondre à sa *contingence simple la plus grave* ; et
- a, dans ses communications avec son *coordonnateur de la fiabilité* conformément aux procédures d'alerte de *défaillance en énergie*, i) signalé au *coordonnateur de la fiabilité* les conditions décrites aux deux puces précédentes qui l'empêchent de se conformer à l'alinéa 1.1 de l'exigence E1, et ii) présenté au *coordonnateur de la fiabilité* un plan de rétablissement de l'*ACE*, en précisant le délai de rétablissement visé.

ou

1.3.2. si l'entité responsable fait face :

- à plusieurs *contingences* entraînant une perte de capacité (en MW) combinée supérieure à sa *contingence simple la plus grave* et qui répondent à la définition de *contingence d'équilibrage* simple ; ou
- à plusieurs *contingences d'équilibrage*, survenant pendant un intervalle de temps égal à la somme des durées spécifiées pour la *période de rétablissement après contingence* et la *période de rétablissement de la réserve pour contingence*, dont l'ampleur combinée dépasse la *contingence simple la plus grave* de l'entité responsable.

M1. Chaque entité responsable doit conserver et fournir sur demande, à titre de pièce justificative, un formulaire CR Form 1 avec horodatage des événements afin d'attester la conformité à l'exigence E1. Si l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 s'applique, des documents datés attestant la conformité avec cet alinéa doivent aussi être fournis.

E2. Chaque entité responsable doit élaborer, revoir et mettre à jour annuellement et mettre en œuvre un *processus d'exploitation* dans le cadre de son *plan d'exploitation* afin de déterminer sa *contingence simple la plus grave* et de se pourvoir d'une *réserve pour contingence* au moins égale à celle-ci afin de maintenir la fiabilité du réseau.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]

M2. Chaque entité responsable doit détenir la documentation suivante afin d'attester la conformité à l'exigence E2 :

- un *processus d'exploitation* daté ;
- des pièces justificatives attestant que ce *processus d'exploitation* a été revu et mis à jour annuellement ; et
- des pièces justificatives, comme des *plans d'exploitation* ou d'autres documents d'exploitation, attestant que l'entité détermine sa *contingence simple la plus grave* et qu'elle se pourvoit d'une *réserve pour contingence* au moins égale à celle-ci.

E3. Chaque entité responsable, à la suite d'une *contingence d'équilibrage à déclarer*, doit reconstituer sa *réserve pour contingence* au moins jusqu'au niveau de sa *contingence simple la plus grave* avant la fin de la *période de rétablissement de la réserve pour contingence* ; toutefois, toute *contingence d'équilibrage* survenant avant la fin de la *période de rétablissement de la réserve pour contingence* ramène le décompte du temps au début de la *période de rétablissement après contingence*.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

M3. Chaque entité responsable doit disposer de documents (données historiques, relevés informatiques, registres d'exploitation, etc.) attestant que sa *réserve pour contingence* a été rétablie avant la fin de la *période de rétablissement de la réserve pour contingence*.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

L'entité responsable doit conserver des données ou des pièces justificatives pour l'année en cours, plus trois années civiles précédentes, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces plus longtemps aux fins d'une enquête.

Si une entité responsable est jugée non conforme à une exigence, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'elle soit de nouveau jugée conforme ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *CEA* doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « processus de surveillance et d'évaluation des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

1.4. Autres informations sur la conformité

L'entité responsable peut utiliser sa *réserve pour contingence* pour toute *contingence d'équilibrage* et selon les exigences de toute autre norme pertinente.

Tableau des éléments de conformité

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	L'entité responsable, lors d'une *contingence d'équilibrage à déclarer*, a réalisé moins de 100 % mais au moins 90 % du rétablissement prescrit avant la fin de la *période de rétablissement après contingence*. OU L'entité responsable n'a pas documenté au moyen du formulaire CR Form 1 une *contingence d'équilibrage à déclarer*.	L'entité responsable, lors d'une *contingence d'équilibrage à déclarer*, a réalisé moins de 90 % mais au moins 80 % du rétablissement prescrit avant la fin de la *période de rétablissement après contingence*.	L'entité responsable, lors d'une *contingence d'équilibrage à déclarer*, a réalisé moins de 80 % mais au moins 70 % du rétablissement prescrit avant la fin de la *période de rétablissement après contingence*.	L'entité responsable, lors d'une *contingence d'équilibrage à déclarer*, a réalisé moins de 70 % du rétablissement prescrit avant la fin de la *période de rétablissement après contingence*.
E2	L'entité responsable a élaboré et mis en œuvre un *processus d'exploitation* afin de déterminer sa *contingence simple la plus grave* et de se pourvoir d'une *réserve pour contingence* au moins égale à celle-ci, mais n'a pas mis à jour annuellement son *processus d'exploitation*.	S. O.	L'entité responsable a élaboré un *processus d'exploitation* afin de déterminer sa *contingence simple la plus grave* et de se pourvoir d'une *réserve pour contingence* au moins égale à celle-ci, mais n'a pas mis en œuvre ce *processus d'exploitation*.	L'entité responsable n'a pas élaboré un *processus d'exploitation* afin de déterminer sa *contingence simple la plus grave* et de se pourvoir d'une *réserve pour contingence* au moins égale à celle-ci.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	**VSL modéré**	**VSL élevé**	**VSL critique**
E3	L'entité responsable, à la suite d'une *contingence d'équilibrage à déclarer*, a reconstitué moins de 100 % mais au moins 90 % de la *réserve pour contingence* prescrite avant la fin de la *période de rétablissement de la réserve pour contingence*.	L'entité responsable, à la suite d'une *contingence d'équilibrage* à déclarer, a reconstitué moins de 90 % mais au moins 80 % de la *réserve pour contingence* prescrite avant la fin de la *période de rétablissement de la réserve pour contingence*.	L'entité responsable, à la suite d'une *contingence d'équilibrage à déclarer*, a reconstitué moins de 80 % mais au moins 70 % de la *réserve pour contingence* prescrite avant la fin de la *période de rétablissement de la réserve pour contingence*.	L'entité responsable, à la suite d'une *contingence d'équilibrage à déclarer*, a reconstitué moins de 70 % de la *réserve pour contingence* prescrite avant la fin de la *période de rétablissement de la réserve pour contingence*.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Formulaire CR Form 1

Justifications concernant la norme BAL-002-3

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1er avril 2005	Entrée en vigueur	Nouvelle norme
0	8 août 2005	Suppression du mot « proposed » dans la date d'entrée en vigueur	Erratum
0	14 février 2006	Révision du graphique de la page 3, « 10 min. » remplacé par « Recovery time » ; retrait du paragraphe de la quatrième puce	Erratum
1	9 septembre 2010	Dépôt auprès de la Commission d'une demande de révision de la norme BAL-002 version 1	Révision
1	10 janvier 2011	Lettre de la FERC (dossier RD10-15-00) approuvant la norme BAL-002-1	
1	1er avril 2012	Entrée en vigueur de la norme BAL-002-1	
1a	7 novembre 2012	Interprétation adoptée par le Conseil d'administration de la NERC	
1a	12 février 2013	Interprétation soumise à la FERC	
2	5 novembre 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Refonte complète
2	19 janvier 2017	Ordonnance de la FERC (dossier RM16-7-000) approuvant la norme BAL-002-2	
2	2 octobre 2017	Lettre d'ordonnance de la FERC (dossier RD17-6-000) approuvant l'augmentation de « moyen » à « élevé » du facteur de risque de la non-conformité pour les exigences E1 et E2	

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
3	16 août 2018	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révisions découlant de deux prescriptions de l'ordonnance 835 de la FERC
3	25 septembre 2018	Ordonnance de la FERC (dossier RD18-7-000) approuvant la norme BAL-002-3	

Annexe QC-BAL-002-3
Dispositions particulières de la norme BAL-002-3 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : Norme de contrôle en régime perturbé – Réserve pour contingence en vue du rétablissement après une *contingence d'équilibrage*

2. Numéro : BAL-002-3

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité : Aucune disposition particulière

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 8 juin 2020

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 8 juin 2020

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er avril 2021

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de l'application de la norme de fiabilité et de son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation des normes

Le Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes de fiabilité du Québec (PSCAQ) de la Régie de l'énergie identifie les processus de surveillance de la conformité qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	8 juin 2020	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Réponse en fréquence et réglage de la compensation en fréquence**

2. Numéro : **BAL-003-2**

3. Objet : Exiger du *responsable de l'équilibrage* (*BA*) une *réponse en fréquence* suffisante pour maintenir la fréquence de l'*Interconnexion* à l'intérieur de seuils prédéfinis en arrêtant les déviations de fréquence et en supportant la fréquence jusqu'à ce que celle-ci soit rétablie à sa valeur programmée. Fournir des méthodes cohérentes de mesure de la *réponse en fréquence* et de détermination du *réglage de la compensation en fréquence*.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1. *Responsable de l'équilibrage*

4.1.1.1. Le *responsable de l'équilibrage* est l'entité responsable, à moins que le *responsable de l'équilibrage* soit membre d'un *groupe de partage de la réponse en fréquence*, auquel cas ce *groupe de partage de la réponse en fréquence* devient l'entité responsable.

4.1.2. *Groupe de partage de la réponse en fréquence*

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre de la norme BAL-003-2.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *groupe de partage de la réponse en fréquence* (*FRSG*) ou *responsable de l'équilibrage* non membre d'un *FRSG* doit obtenir une *mesure de la réponse en fréquence* (*FRM*) annuelle – telle que calculée et déclarée conformément à l'annexe A – qui est égale à son *obligation de réponse en fréquence* (*FRO*) ou plus négative que celle-ci de manière à assurer que chaque *FRSG*, ou *BA* non membre d'un *FRSG*, fournit une *réponse en fréquence* suffisante pour faire en sorte que la *réponse en fréquence* de l'*Interconnexion* soit égale à l'*obligation de réponse en fréquence* de l'*Interconnexion* ou plus négative que celle-ci.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

M1. Chaque *groupe de partage de la réponse en fréquence* ou chaque *responsable de l'équilibrage* non membre d'un *groupe de partage de la réponse en fréquence* doit avoir des pièces justificatives telles que des données datées et une formule documentée en format papier ou électronique attestant qu'il a obtenu une *FRM* annuelle (conformément aux méthodes spécifiées par l'organisme de fiabilité électrique [ERO] à l'annexe A et avec les données du formulaire *FRS Form 1* déclarées à l'ERO conformément à l'annexe A) qui est égale à sa *FRO* ou plus négative que celle-ci afin de démontrer la conformité avec l'exigence E1.

E2. Chaque *responsable de l'équilibrage* qui fait partie d'une *Interconnexion* comptant plusieurs *responsables de l'équilibrage*, qui ne reçoit pas de *service étendu de régulation* et qui utilise un *réglage de la compensation en fréquence* fixe doit mettre en œuvre le *réglage de la compensation en fréquence* déterminé conformément à l'annexe A – tel que validé par l'ERO – dans le calcul de son *écart de réglage de la zone* (*ACE*) durant la période de mise en œuvre spécifiée par l'ERO, et doit utiliser ce *réglage de la compensation en fréquence* jusqu'à ce que son ERO lui ordonne de le changer.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M2. Le *responsable de l'équilibrage* qui fait partie d'une *Interconnexion* comptant plusieurs *responsables de l'équilibrage* et qui ne reçoit pas de *service étendu de régulation* doit avoir des pièces justificatives telles que des documents datés en format papier ou électronique, attestant que le *réglage de la compensation en fréquence* validé par l'ERO a été mis en œuvre dans le calcul de son *ACE* pendant la période de mise en œuvre spécifiée, ou toute autre pièce justificative attestant la conformité avec l'exigence E2.

E3. Chaque *responsable de l'équilibrage* qui fait partie d'une *Interconnexion* comptant plusieurs *responsables de l'équilibrage*, qui ne reçoit pas de *service étendu de régulation* et qui utilise un *réglage de la compensation en fréquence* variable doit maintenir un *réglage de la compensation en fréquence* qui est :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

3.1. inférieur à zéro en tout temps ; et

3.2. égal à son *obligation de réponse en fréquence* ou plus négatif que celle-ci lorsque la fréquence s'écarte de 60 Hz par plus de ±0,036 Hz.

M3. Le *responsable de l'équilibrage* qui fait partie d'une *Interconnexion* comptant plusieurs *responsables de l'équilibrage,* qui ne reçoit pas de *service étendu de régulation* et qui utilise un *réglage de la compensation en fréquence* variable doit avoir des pièces justificatives telles que des rapports datés en format papier ou électronique, attestant que la moyenne des valeurs moyennes par minute civile du *réglage de la compensation en fréquence* était inférieure à zéro et, pendant les périodes où la moyenne des fréquences par minute civile se trouvait hors de la plage comprise entre 59,964 Hz et 60,036 Hz, était égale à son *obligation de réponse en fréquence* ou plus négative que celle-ci afin de démontrer la conformité avec l'exigence E3.

E4. Chaque *responsable de l'équilibrage* qui rend un *service étendu de régulation* doit modifier son *réglage de la compensation en fréquence* utilisé dans le calcul de son *ACE,* afin qu'il représente le *réglage de la compensation en fréquence* de la *zone d'équilibrage* combinée, comme équivalant à l'une ou l'autre des valeurs suivantes :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

- la somme des *réglages de la compensation en fréquence* tels qu'indiqués sur les formulaires *FRS Form 1* et *FRS Form 2* pour les *responsables de l'équilibrage* participants, tels que validés par l'ERO ; ou
- le *réglage de la compensation en fréquence* indiqué sur les formulaires *FRS Form 1* et *FRS Form 2* pour l'ensemble des *zones d'équilibrage* participantes.

M4. Le *responsable de l'équilibrage* doit avoir des pièces justificatives telles qu'un journal d'exploitation daté, une base de données ou une liste en format papier ou électronique attestant que lorsqu'il a rendu un *service étendu de régulation*, il a modifié son *réglage de la compensation en fréquence* dans le calcul de son *ACE* conformément à l'exigence E4, afin de démontrer la conformité avec l'exigence E4.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

L'entité responsable doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

- Le *responsable de l'équilibrage* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité avec les exigences E1, E2, E3 et E4 ainsi qu'aux mesures M1, M2, M3 et M4 pour l'année en cours et les trois années civiles précédentes, à moins que son *CEA* lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.
- Le *groupe de partage de la réponse en fréquence* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité avec l'exigence E1 et à la mesure M1 pour l'année en cours et les trois années civiles précédentes, à moins que son *CEA* lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.
- Si un *responsable de l'équilibrage* ou un *groupe de partage de la réponse en fréquence* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.
- Le *CEA* doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et présentés par la suite.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la norme de fiabilité.

- Pour les *Interconnexions* qui sont également des *responsables de l'équilibrage*, le réglage du *conditionnement par ligne d'Interconnexion* et le réglage fixe de la fréquence sont équivalents et tous deux acceptables.

Niveaux de gravité de la non-conformité

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	**VSL modéré**	**VSL élevé**	**VSL critique**
E1.	La *FRM* du *responsable de l'équilibrage* ou du *groupe de partage de la réponse en fréquence* était moins négative que sa *FRO* par au plus 15 % ou 15 MW/0,1 Hz, selon l'écart le plus grand par rapport à la *FRO*.	La *FRM* du *responsable de l'équilibrage* ou du *groupe de partage de la réponse en fréquence* était moins négative que sa *FRO* par plus de 15 %, et par au plus 30 % ou 30 MW/0,1 Hz, selon l'écart le plus grand par rapport à la *FRO*.	La *FRM* du *responsable de l'équilibrage* ou du *groupe de partage de la réponse en fréquence* était moins négative que sa *FRO* par plus de 30 %, et par au plus 45 % ou 45 MW/0,1 Hz, selon l'écart le plus grand par rapport à la *FRO*.	La *FRM* du *responsable de l'équilibrage* ou du *groupe de partage de la réponse en fréquence* était moins négative que sa *FRO* par plus de 45 % ou plus de 45 MW/0,1 Hz, selon l'écart le plus grand par rapport à la *FRO*.
E2.	Le *responsable de l'équilibrage* d'une *Interconnexion* comptant plusieurs *responsables de l'équilibrage* qui ne reçoit pas de *service étendu de régulation* et qui utilise un *réglage de la compensation en fréquence* fixe n'a pas mis en œuvre le *réglage de la compensation en fréquence* validé dans le calcul de son *ACE* pendant la période de mise en œuvre spécifiée, mais l'a mis en œuvre dans les 5 jours civils suivant la période de mise en œuvre spécifiée par l'ERO.	Le *responsable de l'équilibrage* d'une *Interconnexion* comptant plusieurs *responsables de l'équilibrage* qui ne reçoit pas de *service étendu de régulation* et qui utilise un *réglage de la compensation en fréquence* fixe a mis en œuvre le *réglage de la compensation en fréquence* validé dans le calcul de son *ACE* plus de 5 jours civils, mais au plus 15 jours civils, suivant la période de mise en œuvre spécifiée par l'ERO.	Le *responsable de l'équilibrage* d'une *Interconnexion* comptant plusieurs *responsables de l'équilibrage* qui ne reçoit pas de *service étendu de régulation* et qui utilise un *réglage de la compensation en fréquence* fixe a mis en œuvre le *réglage de la compensation en fréquence* validé dans le calcul de son *ACE* plus de 15 jours civils, mais au plus 25 jours civils, suivant la période de mise en œuvre spécifiée par l'ERO.	Le *responsable de l'équilibrage* d'une *Interconnexion* comptant plusieurs *responsables de l'équilibrage* qui ne reçoit pas de *service étendu de régulation* et qui utilise un *réglage de la compensation en fréquence* fixe a mis en œuvre le *réglage de la compensation en fréquence* validé dans le calcul de son *ACE* plus de 25 jours civils suivant la période de mise en œuvre spécifiée par l'ERO.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3.	Le *responsable de l'équilibrage* qui fait partie d'une *Interconnexion* comptant plusieurs *responsables de l'équilibrage*, qui ne reçoit pas de *service étendu de régulation* et qui utilise un *réglage de la compensation en fréquence* variable pendant les périodes où la fréquence moyenne par minute civile se trouvait hors de la plage comprise entre 59,964 Hz et 60,036 Hz, un *réglage de la compensation en fréquence* moyen moins négatif que son *obligation de réponse en fréquence* par plus de 1 %, mais par au plus 10 %.	Le *responsable de l'équilibrage* qui fait partie d'une *Interconnexion* comptant plusieurs *responsables de l'équilibrage*, qui ne reçoit pas de *service étendu de régulation* et qui utilise un *réglage de la compensation en fréquence* variable pendant les périodes où la fréquence moyenne par minute civile se trouvait hors de la plage comprise entre 59,964 Hz et 60,036 Hz, un *réglage de la compensation en fréquence* moyen moins négatif que son *obligation de réponse en fréquence* par plus de 10 %, mais par au plus 20 %.	Le *responsable de l'équilibrage* qui fait partie d'une *Interconnexion* comptant plusieurs *responsables de l'équilibrage*, qui ne reçoit pas de *service étendu de régulation* et qui utilise un *réglage de la compensation en fréquence* variable pendant les périodes où la fréquence moyenne par minute civile se trouvait hors de la plage comprise entre 59,964 Hz et 60,036 Hz, un *réglage de la compensation en fréquence* moyen moins négatif que son *obligation de réponse en fréquence* par plus de 20 %, mais par au plus 30 %.	Le *responsable de l'équilibrage* qui fait partie d'une *Interconnexion* comptant plusieurs *responsables de l'équilibrage*, qui ne reçoit pas de *service étendu de régulation* et qui utilise un *réglage de la compensation en fréquence* variable pendant les périodes où la fréquence moyenne par minute civile se trouvait hors de la plage comprise entre 59,964 Hz et 60,036 Hz, un *réglage de la compensation en fréquence* moyen moins négatif que *son obligation de réponse en fréquence* par plus de 30 %.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4.	Le *responsable de l'équilibrage* a modifié incorrectement le *réglage de la compensation en fréquence* utilisé dans le calcul de son *ACE* en rendant le *service étendu de régulation*, avec une erreur de réglage pour la zone combinée d'au plus 10 % de la valeur validée ou calculée.	Le *responsable de l'équilibrage* a modifié incorrectement le *réglage de la compensation en fréquence* utilisé dans le calcul de son *ACE* en rendant le *service étendu de régulation*, avec une erreur de réglage pour la zone combinée de plus de 10 %, mais d'au plus 20 % de la valeur validée ou calculée.	Le *responsable de l'équilibrage* a modifié incorrectement le *réglage de la compensation en fréquence* utilisé dans le calcul de son *ACE* en rendant le *service étendu de régulation*, avec une erreur de réglage pour la zone combinée de plus de 20 %, mais d'au plus 30 % de la valeur validée ou calculée.	Le *responsable de l'équilibrage* a modifié incorrectement le *réglage de la compensation en fréquence* utilisé dans le calcul de son *ACE* en rendant le *service étendu de régulation*, avec une erreur de réglage pour la zone combinée de plus de 30 % de la valeur validée ou calculée. OU Le *responsable de l'équilibrage* n'a pas changé le *réglage de la compensation en fréquence* utilisé dans le calcul de son *ACE* en rendant le *service étendu de régulation*.

D. Différences régionales

Aucune

E. Documents connexes

Procedure for ERO Support of Frequency Response and Frequency Bias Setting Standard

FRS Form 1

FRS Form 2

Frequency Response Standard Background Document

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1er avril 2005	Date d'entrée en vigueur	Nouveau
0	8 août 2005	Suppression du mot « proposed » dans la date d'entrée en vigueur.	Erratum
0	16 mars 2007	Approbation par la FERC – Ordonnance 693	Nouveau
0a	19 décembre 2007	Annexe 1 ajoutée – Interprétation de E3 approuvée par le Conseil d'administration le 23 octobre 2007	Ajout
0a	21 juillet 2008	Approbation par la FERC de l'interprétation de E3	Ajout
0b	12 février 2008	Annexe 2 ajoutée – Interprétation de E2, E2.2, E5 et E5.1 approuvée par le Conseil d'administration le 12 février 2008	Ajout
0.1b	16 janvier 2008	Section F : Ajout de « 1. »; changement du trait d'union pour un tiret demi-cadratin. Changement de du style de police pour « Appendix 1 » à Arial; mise à jour du numéro de version à « 0.1b ».	Erratum
0.1b	29 octobre 2008	Approbation de la correction de l'erratum par le Conseil d'administration de la NERC	Erratum
0.1a	13 mai 2009	Approbation de la correction de l'erratum par la FERC – Version modifiée à « 0.1a » (Interprétation de E2, E2.2, E5 et E5.1 non encore approuvée)	Erratum
0.1b	21 mai 2009	Approbation de l'interprétation de E2, E2.2, E5 et E5.1 par la FERC	Ajout
1	7 février 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision complète dans le projet 2007-12
1	16 janvier 2014	Ordonnance de la FERC approuvant la norme BAL-003-1. L'ordonnance entre en vigueur le 1er avril 2015 pour les exigences E2, E3 et E4.	

		L'exigence E1 entre en vigueur le 1er avril 2016.)	
1	7 mai 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC de la révision des VRF et VSL pour l'exigence E1	
1	26 novembre 2014	Lettre d'adoption par la FERC de la révision des VRF et VSL pour l'exigence E1	
1.1	25 août 2015	Ajout de numérotation à la section Introduction, correction de la numérotation à l'exigence E3 et ajustement de la police dans la section M4.	Erratum
1.1	13 novembre 2015	Lettre d'ordonnance de la FERC approuvant l'erratum de la norme BAL-003-1.1 (dossier RD15-6-000)	Erratum
2	5 novembre 2019	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC de la norme BAL-003-2	Nouveau
2	15 juillet 2020	Lettre d'ordonnance de la FERC approuvant l'erratum de la norme BAL-003-2 (dossier RD20-9-000)	

Annexe A

Norme BAL-003-2 – *Réponse en fréquence* et *réglage de la compensation en fréquence*

Document complémentaire

Obligation de réponse en fréquence* de l'*Interconnexion

L'ERO, en consultation avec des représentants régionaux, a établi un critère cible de fiabilité pour chaque *Interconnexion*, appelé *obligation de réponse en fréquence* de l'*Interconnexion* (IFRO). Le tableau 1 présente des valeurs préliminaires. Certaines valeurs sont évaluées annuellement selon la méthode exposée dans le document *Procedure for ERO Support of Frequency Response and Frequency Bias Setting Standard*.

Interconnexion	**Est**	**Ouest**	**ERCOT**	**Québec**	Unités
Écart de fréquence max. (MDF)	**0,420**	**0,280**	**0,405**	**0,947**	
Critère de protection contre les pertes de ressources (RLPC)[1]	**3 209**	**2 850**	**2 750**	**2 000**	MW
Crédit pour ressources de charge (CLR)			**1 209**		MW
IFRO actuelle (en 2018)	**−1 015**	**−858**	**−381**	**−179**	MW/0,1 Hz
IFRO cible, première étape[1]	**−915**	**−1 018**	**−380**	**−211**	MW/0,1 Hz
IFRO cible, deuxième étape[1, 2]	**−815**				
IFRO cible finale[1, 2]	**−787**				

Tableau 1 : *Obligations de réponse en fréquence* des *Interconnexions* (année de base 2017)

IFRO = (RLPC − CLR) / écart de fréquence max. / 10

1. *Ces valeurs sont évaluées annuellement en fonction des changements éventuels dans chaque* Interconnexion*.*

2. *Afin de réduire le risque, l'IFRO de l'*Interconnexion *de l'Est sera abaissée annuellement à partir de la valeur de 2017 (−1 015 MW/0,1 Hz) par incréments de −100 MW/0,1 Hz. Si au cours de ce processus d'abaissement progressif, la* mesure de la réponse en fréquence *(*FRM*) de l'*Interconnexion *diminue de plus de 10 %, l'ERO mettra fin à l'abaissement de l'IFRO jusqu'à ce que la cause de la dégradation puisse être déterminée.*

Obligation de réponse en fréquence* et *réglage de la compensation en fréquence* d'un *responsable de l'équilibrage

Pour une *Interconnexion* comptant plusieurs *responsables de l'équilibrage*, l'*obligation de réponse en fréquence* (*FRO*) de l'*Interconnexion* indiquée au tableau 1 est attribuée sur la base de la charge annuelle et de la production annuelle du *responsable de l'équilibrage*, selon l'équation suivante :

$$FRO_{\mathrm{BA}} = \mathrm{IFRO} \times \frac{\text{Production annuelle}_{\mathrm{BA}} + \text{Charge annuelle}_{\mathrm{BA}}}{\text{Production annuelle}_{\mathrm{Int}} + \text{Charge annuelle}_{\mathrm{Int}}}$$

Où :

- la production annuelle$_{BA}$ est la production totale annuelle des centrales à l'intérieur de la *zone d'équilibrage* (BAA) ;
- la charge annuelle$_{BA}$ est la charge totale annuelle à l'intérieur de la BAA ;
- la production annuelle$_{Int}$ est la somme de toutes les valeurs de production annuelle$_{BA}$ déclarées dans l'*Interconnexion* ;
- la charge annuelle$_{Int}$ est la somme de toutes les valeurs de charge annuelle$_{BA}$ déclarées dans l'*Interconnexion*.

Les *responsables de l'équilibrage* qui choisissent de former un *groupe de partage de la réponse en fréquence* (*FRSG*) calculeront une *FRO* pour le *FRSG* en additionnant les *FRO* individuelles des *responsables de l'équilibrage*.

Les *responsables de l'équilibrage* qui choisissent de former un *FRSG* afin d'assumer conjointement la *FRO* calculeront la performance de leur *mesure de la réponse en fréquence* (*FRM*) d'une des deux manières suivantes :

- calculer un *échange net réel* (NI_A) pour le groupe et mesurer la réponse du groupe à tous les événements survenus au cours d'une année de déclaration sur un seul formulaire *FRS Form 1* ; ou
- soumettre conjointement un formulaire *FRS Form 1* après avoir inscrit sous l'onglet « FRSG » la performance combinée des *responsables de l'équilibrage* participants.

Les *responsables de l'équilibrage* qui regroupent ou transfèrent de la charge ou de la production sont encouragés à aviser l'ERO des modifications à la zone combinée et des changements correspondants de leur attribution de telle sorte que l'obligation nette envers l'*Interconnexion* reste la même et que les limites *CPS* puissent être ajustées en conséquence.

Chaque année, chaque *responsable de l'équilibrage* déclare sa *FRM* de l'année précédente, son *réglage de la compensation en fréquence* et le type de *compensation en fréquence* utilisé (fixe ou variable) à l'ERO pour permettre à celui-ci de valider les *réglages de la compensation en fréquence* révisés sur le formulaire *FRS Form 1*. En outre, chaque *responsable de l'équilibrage* déclare sur le formulaire ses deux plus importantes pertes de ressources potentielles ainsi que tout déclenchement d'*automatisme de réseau* N-2 applicable. Si l'ERO publie la liste officielle d'événements après la date indiquée dans le calendrier présenté en fin d'annexe, les *responsables de l'équilibrage* auront 30 jours après la date de publication par l'ERO pour soumettre leur formulaire *FRS Form 1*.

Après avoir étudié les données soumises au moyen des formulaires *FRS Form 1* et *FRS Form 2* pour tous les *responsables de l'équilibrage*, l'ERO utilisera les données du formulaire *FRS Form 1* pour publier les informations suivantes pour chaque *responsable de l'équilibrage* pour l'année à venir :

- *réglage de la compensation en fréquence* ;
- *obligation de réponse en fréquence* (*FRO*).

Une fois les données ci-dessus entièrement publiées, l'ERO annoncera le début de la période de mise en œuvre de trois jours pour modifier le *réglage de la compensation en fréquence* si celui-ci diffère de celui prévu dans le calendrier présenté en fin d'annexe.

Un *responsable de l'équilibrage* qui utilise un *réglage de la compensation en fréquence* fixe doit fixer son *réglage de la compensation en fréquence* à la plus élevée (en valeur absolue) des deux valeurs suivantes :

- toute valeur choisie par le *responsable de l'équilibrage* entre 100 % et 125 % de sa *mesure de la réponse en fréquence* telle que calculée sur le formulaire *FRS Form 1* ;
- le minimum pour l'*Interconnexion* tel que déterminé par l'ERO.

Aux fins du calcul du *réglage de la compensation en fréquence* minimal, un *responsable de l'équilibrage* qui participe à un *FRSG* devra calculer sa propre *FRM* en utilisant les formulaires *FRS Form 1* et *FRS Form 2* pour déterminer son *réglage de la compensation en fréquence* minimal.

Un *responsable de l'équilibrage* qui fournit un *service étendu de régulation* déclarera la pointe historique de demande et de production de la *zone d'équilibrage* combinée sur le formulaire *FRS Form 1*, conformément à l'exigence E4.

Mesure de la réponse en fréquence

Le *responsable de l'équilibrage* calculera sa *FRM* à partir des données de *réponse en fréquence* à un événement unique (données SEFRD), définies comme « l'ensemble des données relatives à un seul événement dans la *zone d'équilibrage* qui sont utilisées pour calculer sa *réponse en fréquence*, exprimée en MW/0,1 Hz », selon le calcul du formulaire *FRS Form 2* pour chaque événement inscrit sur le formulaire *FRS Form 1*. Les événements inscrits au formulaire *FRS Form 1* sont sélectionnés par l'ERO selon la méthode spécifiée dans le document *Procedure for ERO Support of Frequency Response and Frequency Bias Setting Standard*.

Les données SEFRD d'un *responsable de l'équilibrage* typique dans une *Interconnexion* comptant plusieurs *responsables de l'équilibrage* correspondent au changement de son *échange réel net* sur ses lignes d'interconnexion avec les *responsables de l'équilibrage* adjacents, divisé par le changement de la fréquence de l'*Interconnexion*. Certains *responsables de l'équilibrage* peuvent choisir d'appliquer des corrections à leur *échange réel net* (NA_I) pour tenir compte de facteurs tels que des charges non conformes. Les formulaires *FRS Form 1* et *FRS Form 2* montrent les types d'ajustements permis. Il faut noter qu'à l'exception de la colonne « Contingent BA », tout ajustement effectué doit l'être pour tous les événements de l'année évaluée[1].

L'ERO utilisera un intervalle d'échantillonnage normalisé d'environ 16 s avant l'événement jusqu'au moment de l'événement pour le NA_I et la fréquence pré-événement (valeurs A), et d'environ 20 à 52 s après l'événement pour le NA_I post-événement (valeurs B) dans le calcul des valeurs des données SEFRD, selon le taux de balayage des données du système de gestion d'énergie (EMS) du *responsable de l'équilibrage*.

Tous les événements énumérés sur le formulaire *FRS Form 1* doivent être inclus dans la soumission annuelle des formulaires *FRS Form 1* et *FRS Form 2*. Les seuls cas dans lesquels un *responsable de l'équilibrage* devrait exclure un événement sont les suivants : ses données de lignes d'interconnexion ou de fréquence sont corrompues ; son EMS est indisponible. Le formulaire *FRS Form 2* contient des instructions sur la manière de corriger les données d'un *responsable de l'équilibrage* si l'événement en question est interne au *responsable de l'équilibrage* ou si d'autres ajustements autorisés sont utilisés.

Si la saisie des données est correcte, le formulaire *FRS Form 1* calculera automatiquement la *FRM* du *responsable de l'équilibrage* pour les 12 mois précédents en établissent la médiane des valeurs des données SEFRD. Un *responsable de l'équilibrage* qui choisit de faire sa déclaration à titre de *FRSG* ou de fournisseur de *service étendu de régulation* soumettra un formulaire *FRS Form 1* pour l'ensemble de ses participants.

1. Par exemple, si une entité a une charge non conforme et qu'elle effectue un ajustement pour un événement, tous les événements doivent faire état de la charge non conforme, même si celle-ci n'a pas d'impact sur le calcul. Il s'agit d'empêcher que les déclarations n'utilisent les ajustements seulement lorsqu'ils sont favorables au *responsable de l'équilibrage*.

Pour permettre aux *responsables de l'équilibrage* de planifier leurs opérations, les événements ayant un « point C » qui cause une baisse de la fréquence de l'*Interconnexion* au-dessous de la valeur indiquée au tableau 1 ci-dessus (par exemple, un événement dans l'*Interconnexion* de l'Est qui abaisserait la fréquence de l'*Interconnexion* à 59,4 Hz), ou une hausse équivalente au-dessus de 60 Hz, peuvent être inclus dans la liste des événements de l'*Interconnexion*. Toutefois, le calcul de la réponse du *responsable de l'équilibrage* à un tel événement sera ajusté pour montrer un changement de fréquence seulement jusqu'à la fréquence minimale cible indiquée au tableau 1 (dans l'exemple ci-dessus, cet ajustement montrerait la fréquence à 59,5 Hz au lieu de 59,4 Hz), ou une hausse équivalente de la fréquence. Si un tel événement survenait, l'ERO fournira des directives additionnelles.

Les *responsables de l'équilibrage* qui choisissent de former un *FRSG* afin d'assumer conjointement la *FRO* calculeront la performance de leur *FRM* d'une des deux manières suivantes :

- calculer un NI_A pour le groupe et mesurer la réponse du groupe à tous les événements survenus au cours de l'année de déclaration sur un seul formulaire *FRS Form 1* ; ou
- soumettre conjointement les formulaires individuels *FRS Form 1* des différents *responsables de l'équilibrage*, avec une feuille de calcul qui contient le bilan de la performance de chaque participant lors d'un événement.

Calendrier des activités des *responsables de l'équilibrage* relatives à la *réponse en fréquence* et au *réglage de la compensation en fréquence*

Le calendrier ci-dessous indique les échéances des échanges d'information entre l'ERO et les *responsables de l'équilibrage* :

- pour faciliter l'attribution des *FRO* des *responsables de l'équilibrage* ;
- pour calculer la *FRM* des *responsables de l'équilibrage* ;
- pour déterminer les *réglages de la compensation en fréquence* des *responsables de l'équilibrage.*

Date cible	Activité
1er mars	**Le formulaire *FRS Form 1* est publié par l'ERO* avec tous les événements sélectionnés pour l'année d'exploitation, pour utilisation par les *BA*.**
1er avril	**Les *BA* et les *FRSG* remplissent leurs formulaires de réponse en fréquence pour les quatre trimestres, y compris les calculs de *réglage de la compensation en fréquence* (FBS) des *BA*, et transmettent leurs résultats à l'ERO.**
1er mai	**L'ERO valide les valeurs de *réglage de la compensation en fréquence* et calcule la somme de toutes les valeurs de FBS pour chaque *Interconnexion*.**
15 mai	**Les *BA* qui ne sont pas tenus de déposer le formulaire 714 de la FERC reçoivent une demande pour fournir les données de charge et de production de la manière indiquée dans le document *Procedure for ERO Support of Frequency Response and Frequency Bias Setting Standard*** en vue de l'attribution des *FRO* et de la détermination du *réglage de la compensation en fréquence* minimal pour l'année à venir. Les données doivent être fournies au plus tard le 15 juillet.**

1er juin	Les *BA* mettent en œuvre tout changement à leur *réglage de la compensation en fréquence*.
1er novembre	L'ERO attribue aux *BA* les valeurs de *FRO* et de *réglage de la compensation en fréquence* minimal pour l'année à venir.

* Si la publication des formulaires *FRS Form 1* du quatrième trimestre est retardée, l'ERO peut reporter d'un délai équivalent les autres échéances du tableau.

** Document *Procedure for ERO Support of Frequency Response and Frequency Bias Setting Standard*.

Annexe BAL-003-2-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme BAL-003-2 – Réponse en fréquence et réglage de la compensation en fréquence

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Aucune disposition particulière.
2. **Numéro :** Aucune disposition particulière.
3. **Objet :** Aucune disposition particulière.
4. **Applicabilité :** Aucune disposition particulière.
5. **Date d'entrée en vigueur :**

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie :	30 septembre 2021
5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie :	30 septembre 2021
5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec :	1er décembre 2021

B. Exigences et mesures

Disposition particulière pour l'exigence E2 :

Au Québec, un *réglage de la compensation en fréquence* ne devient obligatoire qu'après l'approbation de la Régie. Chaque *responsable de l'équilibrage* dans l'*Interconnexion* du Québec qui reçoit une demande de changement au *réglage de la compensation en fréquence* doit la transmettre au Coordonnateur de la fiabilité qui la déposera pour approbation à la Régie.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la norme de fiabilité visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

Annexe A

Aucune disposition particulière.

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	30 septembre 2021	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2021-126.	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Réglage par le *responsable de l'équilibrage***

2. Numéro : **BAL-005-1**

3. Objet : La présente norme présente les exigences visant l'acquisition des données nécessaires au calcul de l'*écart de réglage de la zone* déclaré (*ACE déclaré*). Elle énonce aussi les exigences minimales de périodicité, d'exactitude et de disponibilité pour l'acquisition de ces données et pour leur transmission au *répartiteur*.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1 *Responsable de l'équilibrage*

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre de la norme BAL-005-1.

B. Exigences et mesures

E1. Le *responsable de l'équilibrage* doit adopter un taux d'échantillonnage nominal d'au plus 6 secondes pour l'acquisition des données nécessaires au calcul de l'*ACE déclaré*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

M1. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir des documents datés attestant que l'échantillonnage des données nécessaires au calcul de l'*ACE déclaré* est conçu pour un taux d'au plus 6 secondes. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : données historiques, archives datées ou données provenant d'autres bases de données, feuilles de chiffrier ou captures d'écran attestant la conformité.

E2. Si le *responsable de l'équilibrage* se voit incapable de calculer l'*ACE déclaré* pendant plus de 30 minutes consécutives, il doit en aviser son *coordonnateur de la fiabilité* dans les 45 minutes suivant le début de cette incapacité.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

M2. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir des documents ou inscriptions datés indiquant à partir de quel moment il s'est vu incapable de calculer l'*ACE déclaré* pendant plus de 30 minutes consécutives et attestant qu'il en a avisé son *coordonnateur de la fiabilité* dans les 45 minutes suivant le début de cette incapacité. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : enregistrements vocaux datés, journaux d'exploitation datés ou autres documents de communication.

E3. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit utiliser pour le calcul de l'*ACE déclaré* un fréquencemètre ayant :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

3.1. un taux de disponibilité d'au moins 99,95 % pour chaque année civile ; et

3.2. une exactitude minimale de 0,001 Hz.

M3. Le *responsable de l'équilibrage* doit détenir une ou des pièces justificatives (par exemple des documents datés ou d'autres pièces en version papier ou électronique) attestant que le fréquencemètre utilisé pour le calcul de l'*ACE déclaré* avait une disponibilité d'au moins 99,95 % pour chaque année civile et une exactitude minimale de 0,001 Hz afin de démontrer sa conformité à l'exigence E3.

E4. Le *responsable de l'équilibrage* doit fournir au *répartiteur* une information connexe à l'*ACE déclaré*, notamment des témoins de qualité signalant des données manquantes ou non valides.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

M4. Chaque *zone d'équilibrage* doit détenir une ou des pièces justificatives (par exemple des captures d'écran ou un registre d'alarmes daté) donnant des indications sur la validité des données utilisées en temps réel pour le calcul de l'*ACE déclaré*, d'après les résultats calculés et d'après l'ensemble des intrants de calcul.

E5. Chaque système utilisé par le *responsable de l'équilibrage* pour le calcul de l'*ACE déclaré* doit avoir une disponibilité minimale de 99,5 % pour chaque année civile.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation]

M5. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir des documents datés attestant que le système qui sert au calcul de l'*ACE déclaré* a une disponibilité minimale de 99,5 % pour chaque année civile. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : données historiques, archives datées ou données provenant d'autres bases de données, feuilles de chiffrier ou captures d'écran attestant la conformité.

E6. Chaque *responsable de l'équilibrage* qui fait partie d'une *Interconnexion* comptant plusieurs *responsables de l'équilibrage* doit mettre en œuvre un *processus d'exploitation* visant à déceler et à atténuer les erreurs nuisant à l'exactitude des données d'échantillonnage qui servent au calcul de l'*ACE déclaré* pour chaque *zone d'équilibrage*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation le même jour]

M6. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit avoir un *processus d'exploitation* à jour et conforme à l'exigence E6 ainsi que des pièces justificatives attestant sa mise en œuvre, par exemple des communications datées ou l'incorporation de ce processus aux tâches de vérification du *répartiteur*.

E7. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit faire en sorte que chaque *ligne d'interconnexion*, *pseudo-interconnexion* et *programme dynamique* entre sa zone et celle d'un *responsable de l'équilibrage adjacent* soit équipé :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

7.1. d'une source commune pour transmettre aux deux *responsables de l'équilibrage* les données d'échantillonnage en vue du calcul de l'*ACE déclaré* ; et

7.2. d'une source commune synchronisée servant à déterminer les valeurs horaires en mégawattheures établies conjointement afin d'aider à déceler et à atténuer les erreurs.

M7. Le *responsable de l'équilibrage* doit détenir des pièces justificatives datées (enregistrements vocaux ou transcriptions, registres d'exploitation, communications électroniques ou autres pièces équivalentes) attestant l'utilisation d'une source commune pour les composantes qui entrent dans le calcul de l'*ACE déclaré* avec le *responsable de l'équilibrage adjacent*.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives de conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces plus longtemps aux fins d'une enquête

- L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives pour l'année en cours, plus trois années civiles précédentes.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « processus de surveillance et d'évaluation de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Exploitation en temps réel	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	Le *responsable de l'équilibrage* a adopté un taux d'échantillonnage nominal de plus de 6 secondes pour l'acquisition des données nécessaires au calcul de l'*ACE déclaré*.
E2	Exploitation en temps réel	Moyen	Le *responsable de l'équilibrage* a avisé son *coordonnateur de la fiabilité* dans un délai de plus de 45 minutes, mais d'au plus 50 minutes suivant le début d'une incapacité de calculer l'*ACE déclaré*.	Le *responsable de l'équilibrage* a avisé son *coordonnateur de la fiabilité* dans un délai de plus de 50 minutes, mais d'au plus 55 minutes suivant le début d'une incapacité de calculer l'*ACE déclaré*.	Le *responsable de l'équilibrage* a avisé son *coordonnateur de la fiabilité* dans un délai de plus de 55 minutes, mais d'au plus 60 minutes suivant le début d'une incapacité de calculer l'*ACE déclaré*.	Le *responsable de l'équilibrage* n'a pas avisé son *coordonnateur de la fiabilité* dans les 60 minutes suivant le début d'une incapacité de calculer l'*ACE déclaré*.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Exploitation en temps réel	Moyen	Le fréquencemètre utilisé par le *responsable de l'équilibrage* pour le calcul de l'*ACE déclaré* a été disponible moins de 99,95 % de l'année civile, mais au moins 99,94 % de celle-ci.	Le fréquencemètre utilisé par le *responsable de l'équilibrage* pour le calcul de l'*ACE déclaré* a été disponible moins de 99,94 % de l'année civile, mais au moins 99,93 % de celle-ci.	Le fréquencemètre utilisé par le *responsable de l'équilibrage* pour le calcul de l'*ACE déclaré* a été disponible moins de 99,93 % de l'année civile, mais au moins 99,92 % de celle-ci.	Le fréquencemètre utilisé par le *responsable de l'équilibrage* pour le calcul de l'*ACE déclaré* a été disponible moins de 99,92 % de l'année civile. OU Le fréquencemètre utilisé par le *responsable de l'équilibrage* pour le calcul de l'*ACE déclaré* n'avait pas une exactitude minimale de 0,001 Hz.
E4	Exploitation en temps réel	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	Le *responsable de l'équilibrage* n'a pas fourni à ses *répartiteurs* une indication des données manquantes ou non valides associées à l'*ACE déclaré*.
E5	Évaluation des activités d'exploitation	Moyen	Le système utilisé par le *responsable de l'équilibrage* pour le calcul de l'*ACE déclaré* a été disponible moins de 99,5 % de l'année civile, mais au moins 99,4 % de celle-ci.	Le système utilisé par le *responsable de l'équilibrage* pour le calcul de l'*ACE déclaré* a été disponible moins de 99,4 % de l'année civile, mais au moins 99,3 % de celle-ci.	Le système utilisé par le *responsable de l'équilibrage* pour le calcul de l'*ACE déclaré* a été disponible moins de 99,3 % de l'année civile, mais au moins 99,2 % de celle-ci.	Le système utilisé par le *responsable de l'équilibrage* pour le calcul de l'*ACE déclaré* a été disponible moins de 99,2 % de l'année civile.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6	Exploitation le même jour	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	Le *responsable de l'équilibrage* n'a pas mis en œuvre un *processus d'exploitation* visant à déceler et à atténuer les erreurs nuisant à l'exactitude des données d'échantillonnage qui servent au calcul de l'*ACE déclaré*.
E7	Planification de l'exploitation	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	Le *responsable de l'équilibrage* n'a pas utilisé une source commune pour les *lignes d'interconnexion*, les *pseudo-interconnexions* et les *programmes dynamiques* entre sa zone et celle d'un *responsable de l'équilibrage adjacent*. OU Le *responsable de l'équilibrage* n'a pas utilisé une source commune synchronisée servant à déterminer les valeurs horaires en mégawattheures établies conjointement afin d'aider à déceler et à atténuer les erreurs.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	8 février 2005	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouveau
0	1er avril 2005	Entrée en vigueur	Nouveau
0	8 août 2005	Suppression du mot « proposed » dans la date d'entrée en vigueur	Erratum
0a	19 décembre 2007	Annexe 1 ajoutée – Interprétation de l'exigence E17 approuvée par le Conseil le 2 mai 2006	Ajout
0a	16 janvier 2008	Section F : « 1 » ajouté, trait d'union remplacé par tiret demi-cadratin ; police de caractère de l'annexe 1 remplacée par Arial	Erratum
0b	12 février 2008	Annexe 1 remplacée – Interprétation de l'exigence E17 approuvée par le Conseil le 12 février 2008 (approbation par le Conseil du retrait de l'interprétation intégrée à la norme BAL-005-0a)	Remplacement
0.1b	29 octobre 2008	Approbation par le Conseil de l'erratum – Mise à jour du numéro de version à « 0.1b »	Erratum
0.1b	13 mai 2009	Approbation par la FERC – Mise à jour de la date d'entrée en vigueur	Ajout
0.2b	8 mars 2012	Erratum adopté par le Comité des normes (remplacement de l'annexe 1 par l'interprétation de l'exigence E17 révisée et approuvée par la FERC et correction de la référence à la version de la norme en changeant « BAL-005-1 » par « BAL-005-0 »)	Erratum
0.2b	13 septembre 2012	Approbation par la FERC – Mise à jour de la date d'entrée en vigueur	Ajout

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0.2b	7 février 2013	Approbation du retrait de l'exigence E2 et des éléments connexes par le Conseil d'administration de la NERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (projet 2013-02), en attente d'approbation réglementaire	
0.2b	21 novembre 2013	Approbation du retrait de l'exigence E2 et des éléments connexes par la FERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (projet 2013-02), en vigueur le 21 janvier 2014	
1	11 février 2016	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Refonte complète
1	20 septembre 2017	Ordonnance 836 de la FERC approuvant la norme BAL-005-1	

Justifications

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de l'exigence E1 : Les activités d'exploitation en *temps réel* d'un *responsable de l'équilibrage* (*BA*) nécessitent une information en temps réel. Le taux d'échantillonnage des données doit être suffisant pour que le *répartiteur* ait confiance en cette information ; sinon, le *répartiteur* peut douter de l'exactitude des données pendant un événement, ce qui nuirait à sa capacité de maintenir la fiabilité du réseau.

Justification de l'exigence E2 : Le *coordonnateur de la fiabilité* (*RC*) est chargé de coordonner la fiabilité des réseaux principaux des *BA* qui relèvent de lui. Lorsqu'un *BA* se trouve incapable de calculer son *ACE* pendant une période prolongée, il doit en informer son *RC* dans les 15 minutes qui suivent afin que le *RC* ait une connaissance suffisante des conditions du réseau pour envisager toute conséquence fortuite sur la fiabilité à l'échelle de la zone étendue.

Justification de l'exigence E3 : La fréquence est l'indicateur de base de la santé de l'*Interconnexion*, et un élément essentiel pour le calcul de l'*ACE déclaré*. S'il ne dispose pas de données suffisantes sur la fréquence, le répartiteur du *BA* a une connaissance imparfaite de la situation et sera incapable de prendre les bonnes décisions afin de maintenir la fiabilité du réseau.

Justification de l'exigence E4 : Pour le répartiteur, l'*ACE déclaré* est un élément d'information de premier plan dans ses décisions sur les manœuvres ou les instructions d'exploitation. Lorsque les données qui entrent dans le calcul de l'*ACE* sont incorrectes, le répartiteur doit en être alerté visuellement. Lorsqu'un répartiteur a des doutes sur la validité des données, il peut hésiter à prendre des décisions et la probabilité d'événements défavorables peut augmenter.

Justification de l'exigence E5 : L'*ACE déclaré* est une mesure essentielle de la contribution du *BA* à la fiabilité de l'*Interconnexion*. Comme l'*ACE déclaré* est un indicateur de performance du *BA* en matière de fiabilité dans le contexte des normes BAL-001 et BAL-002, il est essentiel que l'*ACE déclaré* ait une disponibilité suffisante pour assurer la fiabilité.

Justification de l'exigence E6 : L'*ACE déclaré* est un indicateur de performance du *BA* en matière de fiabilité dans le contexte des normes BAL-001 et BAL-002. Faute d'un processus permettant de remédier à des erreurs persistantes dans le calcul de l'*ACE*, le répartiteur peut perdre confiance dans la validité de l'*ACE déclaré*, d'où des décisions tardives ou incorrectes préjudiciables à la fiabilité du réseau principal.

Justification de l'exigence E7 : L'*ACE déclaré* est un indicateur essentiel de la contribution du *BA* à la fiabilité de l'*Interconnexion*. Une source de données commune est vitale pour assurer la cohérence du calcul de l'*ACE déclaré* entre différents *BA*. L'utilisation de sources de données différentes par les *BA* risque d'entraîner de la confusion, d'où des décisions tardives ou incorrectes de la part des répartiteurs.

L'alinéa 7.1 de l'exigence E7 vise à assurer l'exactitude des mesures et des calculs pour l'*ACE déclaré*. Il spécifie le besoin de points de mesurage communs pour les valeurs instantanées des transits d'interconnexion en mégawatts entre les *zones d'équilibrage*. L'obligation de sources de données communes s'applique aussi aux valeurs instantanées des *pseudo-interconnexions* et des programmes dynamiques, et peut s'étendre à plus de deux *BA* qui participent au partage d'une ressource de production aux fins d'une régulation supplémentaire, par exemple.

L'alinéa 7.2 de l'exigence E7 vise à assurer l'exactitude des mesures et des calculs pour l'*ACE déclaré*. Il spécifie le besoin de points de mesurage communs afin de déterminer les cumuls horaires pour les

valeurs synchronisées des transits d'interconnexion en mégawattheures établies conjointement entre *zones d'équilibrage*. Ces valeurs synchronisées établies conjointement sont nécessaires pour le *processus d'exploitation* prescrit à l'exigence E6 visant à déceler et à atténuer les erreurs dans les données d'échantillonnage qui servent au calcul de l'*ACE déclaré*.

Annexe QC-BAL-005-1
Dispositions particulières de la norme BAL-005-1 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : **Réglage par le *responsable de l'équilibrage***

2. Numéro : BAL-005-1

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité : Aucune disposition particulière

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 8 juin 2020

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 8 juin 2020

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er juillet 2021

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Le Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes de fiabilité du Québec (PSCAQ) de la Régie de l'énergie identifie les processus de surveillance de la conformité qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	8 juin 2020	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : Cybersécurité — Catégorisation des systèmes électroniques BES

2. Numéro : CIP-002-5.1a

3. Objet : Inventorier et catégoriser les *systèmes électroniques BES* et leurs *actifs électroniques BES* connexes, pour l'application des exigences de cybersécurité proportionnelle à l'impact négatif que la perte, la compromission ou la mauvaise utilisation de ces *systèmes électroniques BES* pourrait avoir sur l'exploitation fiable du *BES*. L'inventaire et la catégorisation des *systèmes électroniques BES* permettent d'établir une protection appropriée contre les compromissions qui pourraient entraîner un fonctionnement incorrect ou une instabilité du *BES*.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles : Dans le contexte des exigences de la présente norme, les entités fonctionnelles indiquées ci-après seront appelées collectivement les « entités responsables ». Dans le cas des exigences de cette norme qui visent une entité fonctionnelle particulière ou un sous-ensemble particulier d'entités fonctionnelles, la ou les entités fonctionnelles sont précisées explicitement.

4.1.1. ***Responsable de l'équilibrage***

4.1.2. ***Distributeur* qui possède** un ou plusieurs des systèmes, *installations* et équipements suivants pour la protection ou la remise en charge du *BES* :

4.1.2.1. Chaque système de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) ou de délestage de charge en sous-tension (DST) qui :

4.1.2.1.1. fait partie d'un programme de délestage de *charge* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'*entité régionale*, et

4.1.2.1.2. effectue du délestage automatique de *charge* de 300 MW ou plus par un système de commande commun détenu par l'entité responsable, sans intervention humaine.

4.1.2.2. Chaque *automatisme de réseau* ou *plan de défense* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.1.2.3. Chaque *système de protection* applicable au *transport* (excluant les systèmes DSF et DST) visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.1.2.4. Chaque *chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des prochains groupes de production à démarrer.

4.1.3. ***Exploitant d'installation de production***

4.1.4. ***Propriétaire d'installation de production***

4.1.5. ***Coordonnateur des échanges* ou *responsable des échanges***

4.1.6. ***Coordonnateur de la fiabilité***

4.1.7. ***Exploitant de réseau de transport***

4.1.8. ***Propriétaire d'installation de transport***

4.2. ***Installations* :** Dans le contexte des exigences de la présente norme, les *installations*, systèmes et équipements suivants détenus par chaque entité responsable indiquée à la section 4.1 sont ceux auxquels ces exigences sont applicables. Dans le cas des exigences de cette norme qui visent un type particulier d'*installations*, de systèmes ou d'équipements, ou un sous-ensemble d'*installations*, de systèmes ou d'équipements, ceux-ci sont précisés explicitement.

4.2.1. ***Distributeur*** : Un ou plusieurs des systèmes, *installations* et équipements suivants détenus par le *distributeur* pour la protection ou la remise en charge du *BES* :

4.2.1.1. Chaque système DSF ou DST qui :

4.2.1.1.1. fait partie d'un programme de délestage de *charge* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'*entité régionale*, et

4.2.1.1.2. effectue du délestage automatique de *charge* de 300 MW ou plus par un système de commande commun détenu par l'entité responsable, sans intervention humaine.

4.2.1.2. Chaque *automatisme de réseau* ou *plan de défense* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.2.1.3. Chaque *système de protection* applicable au *transport* (excluant les systèmes DSF et DST) visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.2.1.4. Chaque *chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des prochains groupes de production à démarrer.

4.2.2. **Entités responsables indiquées en 4.1, sauf les *distributeurs*** :
Toutes les *installations* du *BES*.

4.2.3. **Exemptions :** Sont exemptés de la norme CIP-002-5.1a :

4.2.3.1. les *actifs électroniques* aux *installations* réglementées par la Commission canadienne de sûreté nucléaire ;

4.2.3.2. les *actifs électroniques* associés aux réseaux de communication et aux liaisons d'échange de données entre des *périmètres de sécurité électronique* distincts ;

4.2.3.3. les systèmes, structures et composants régis par la U.S. Nuclear Regulatory Commission en vertu d'un plan de cybersécurité, conformément au règlement CFR 10, section 73.54 ;

4.2.3.4. dans le cas des *distributeurs*, les systèmes et les équipements non mentionnés à la section 4.2.1 ci-dessus.

5. Dates d'entrée en vigueur :

1. **24 mois minimum** – La norme CIP-002-5.1a entrera en vigueur soit le 1er juillet 2015, soit le premier jour civil du neuvième trimestre civil suivant l'entrée en vigueur de l'ordonnance d'approbation réglementaire appropriée, selon le délai le plus long.
2. Dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, la norme CIP-002-5.1a entrera en vigueur le premier jour du neuvième trimestre civil suivant l'approbation par le Conseil d'administration, ou selon les modalités d'approbation prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux chargés de la fiabilité électrique (ERO).

6. Contexte :

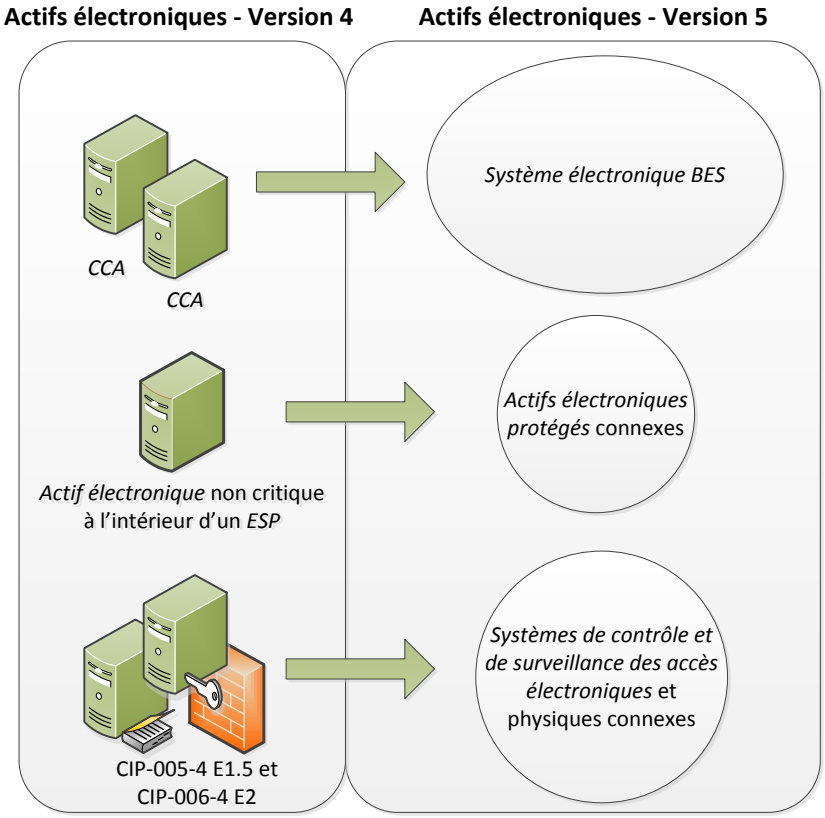
La présente norme fournit des critères précis pour que les entités responsables visées catégorisent leurs *systèmes électroniques BES* en se basant sur l'impact de leurs *installations*, systèmes et équipements qui y sont associés, lesquels, s'ils étaient détruits, dégradés, mal utilisés ou autrement rendus indisponibles, affecteraient l'exploitation fiable du *système de production-transport d'électricité*. La démarche de cette norme est basée sur plusieurs concepts.

Dans l'ensemble des normes, sauf indication particulière, les éléments présentés dans les exigences et les mesures sous forme de liste à puces sont liés par l'opérateur « ou », et les éléments présentés sous forme de liste numérotée sont liés par l'opérateur « et ».

Plusieurs références de la section Applicabilité et les critères de l'annexe 1 de la norme CIP-002 utilisent un seuil de 300 MW pour les systèmes DSF et DST. Ce seuil particulier de 300 MW pour les systèmes DSF et DST provient de la version 1 des normes CIP sur la cybersécurité. Ce seuil demeure à 300 MW puisqu'il concerne spécifiquement les systèmes DST et DSF, qui constituent des efforts de dernier recours pour sauver le *système de production-transport d'électricité*. Un examen des tolérances des systèmes DSF définies dans les normes de fiabilité régionales pour les exigences des programmes DSF à ce jour indique que la valeur historique de 300 MW représente une valeur de seuil adéquate et raisonnable pour les tolérances d'exploitation admissibles des systèmes DSF.

Systèmes électroniques BES

Une des différences fondamentales entre les versions 4 et 5 des normes CIP sur la cybersécurité est le passage de la désignation des *actifs électroniques critiques* vers la désignation des *systèmes électroniques BES*. Ce changement résulte de l'examen du cadre de gestion du risque du NIST par l'équipe de rédaction et de l'utilisation d'un terme analogue, « système d'information », comme cible pour la catégorisation et l'application des mesures de sécurité.



Dans la transition de la version 4 vers la version 5, un *système électronique BES* peut être simplement considéré comme un regroupement d'*actifs électroniques critiques* (tel que ce terme est utilisé dans la version 4). Les normes CIP sur la cybersécurité utilisent le terme « *système électronique BES* » essentiellement pour désigner plus généralement l'objet d'une exigence. Par exemple, il devient possible d'appliquer des exigences concernant le rétablissement et la protection contre les maliciels à un groupe plutôt qu'à des *actifs électroniques* individuels ; ainsi, il devient plus clair dans l'exigence que la protection contre les maliciels s'applique au système dans son ensemble et que la conformité individuelle de chaque dispositif peut ne pas être nécessaire.

Une autre raison d'utiliser le terme « *système électronique BES* » est de fournir un niveau pratique auquel une entité responsable peut organiser la mise en œuvre

documentée des exigences et des pièces justificatives de conformité. Les entités responsables peuvent utiliser le concept bien développé de plan de sécurité pour chaque *système électronique BES* afin de documenter les programmes, processus et plans en place visant à se conformer aux exigences de sécurité.

Il est laissé à la discrétion de l'entité responsable de déterminer le niveau de granularité pour délimiter un *système électronique BES*, compte tenu des éléments de la définition de *système électronique BES*. Par exemple, l'entité responsable pourrait choisir de considérer l'ensemble d'un système de commande de centrale comme un seul *système électronique BES*, ou choisir de considérer certaines parties de ce système comme des *systèmes électroniques BES* distincts. L'entité responsable devrait prendre en considération le contexte opérationnel et le cadre de gestion lorsqu'elle définit les limites d'un *système électronique BES*, de manière à maximiser l'efficience de son fonctionnement sécurisé. Définir des limites trop étroites pourrait entraîner des redondances dans les processus administratifs et les autorisations, tandis que définir des limites trop larges pourrait rendre le fonctionnement sécurisé du *système électronique BES* difficile à surveiller et à évaluer.

Exploitation fiable du *BES*

La portée d'application des normes CIP sur la cybersécurité est limitée aux *systèmes électroniques BES* qui auraient un impact sur l'exploitation fiable du *BES*. Afin d'identifier les *systèmes électroniques BES*, les entités responsables déterminent si le *système électronique BES* effectue ou soutient une des fonctions de fiabilité du *BES* selon les tâches de fiabilité associées à leur fonction de fiabilité et les responsabilités correspondantes de l'entité fonctionnelle, définies par ses relations avec les autres entités fonctionnelles dans le modèle fonctionnel de la NERC. Cela fait en sorte que la portée d'application **initiale** inclut seulement les *systèmes électroniques BES* et leurs *actifs électroniques BES* connexes qui assurent ou soutiennent l'exploitation fiable du *BES*. La définition du terme « *actif électronique BES* » fournit la base de cette portée d'application.

Exploitation en temps réel

Une caractéristique de l'*actif électronique BES* est sa portée d'application en temps réel. L'horizon temporel qui est significatif pour les *systèmes électroniques BES* et les *actifs électroniques BES* visés par l'application de la version 5 des normes CIP sur la cybersécurité est défini comme étant celui qui est important pour l'exploitation fiable en temps réel du *BES*. Pour décrire l'horizon temporel de façon plus précise qu'au moyen de l'expression « *temps réel* », les *actifs électroniques BES* sont des *actifs électroniques* qui, s'ils devenaient indisponibles, dégradés ou mal utilisés, auraient un impact négatif sur le fonctionnement fiable du *BES* dans les 15 minutes du début de la compromission. Cette fenêtre de temps ne doit pas tenir compte ici de l'activation d'*actifs électroniques BES* ou de *systèmes électroniques BES* redondants : du point de vue de la cybersécurité, la redondance n'atténue pas les vulnérabilités de cybersécurité.

Critères de catégorisation

Les critères énoncés à l'annexe 1 servent à catégoriser les *systèmes électroniques BES* en catégories d'impact. L'exigence E1 demande de dresser la liste des *systèmes électroniques BES* classés dans les catégories Impact élevé et Impact moyen seulement. Tous les *systèmes électroniques BES* d'*installations* auxquelles ne s'appliquent pas les critères de catégorisation 1.1 à 1.4 et 2.1 à 2.11 de l'annexe 1 – Critères d'évaluation de l'impact tombent par défaut dans la catégorie Impact faible.

Ce processus général de catégorisation des *systèmes électroniques BES* en fonction de l'impact sur l'exploitation fiable du *BES* est cohérent avec l'approche de gestion du risque aux fins de l'application des exigences de cybersécurité dans le reste des normes CIP sur la cybersécurité version 5.

Systèmes de contrôle ou de surveillance des accès électroniques*, *systèmes de contrôle des accès physiques* et *actifs électroniques protégés* associés aux *systèmes électroniques BES

Les *systèmes électroniques BES* comportent des *actifs électroniques* associés qui, s'ils sont compromis, présentent une menace pour le *système électronique BES* en raison : a) de leur emplacement à l'intérieur du *périmètre de sécurité électronique* (*actifs électroniques protégés*), ou b) de la fonction de contrôle de sécurité qu'ils remplissent (*systèmes de contrôle ou de surveillance des accès électroniques* et *systèmes de contrôle des accès physiques*). Ces *actifs électroniques* comprennent :

***Systèmes de contrôle ou de surveillance des accès électroniques* (*EACMS*)** – Exemples : *points d'accès électroniques*, *systèmes intermédiaires*, serveurs d'authentification (serveurs Radius, serveurs Active Directory, autorités de certification, etc.), systèmes de surveillance des événements de sécurité et systèmes de détection des intrusions.

***Systèmes de contrôle des accès physiques* (*PACS*)** – Exemples : serveurs d'authentification et systèmes d'accès à carte ou à porte-nom.

***Actifs électroniques protégés* (*PCA*)** – Exemples, dans la mesure où ils se trouvent à l'intérieur de l'ESP : serveurs de fichiers, serveurs FTP, serveurs de temps, commutateurs de réseau local, imprimantes réseau, enregistreurs numériques de défauts et systèmes de surveillance des émissions.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un processus qui examine chacun des actifs suivants aux fins des alinéas 1.1 à 1.3 : *[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]*

- **i.** *centres de contrôle* et *centres de contrôle* de repli ;
- **ii.** postes de transport ;
- **iii.** ressources de production ;
- **iv.** systèmes et installations essentiels à la remise en charge du réseau, y compris les *ressources à démarrage autonome* et les *chemins de démarrage* ainsi que les exigences relatives aux manœuvres initiales ;
- **v.** *automatismes de réseau* qui contribuent à la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* ; et
- **vi.** pour les *distributeurs*, *systèmes de protection* indiqués à l'alinéa 4.2.1 de la section Applicabilité ci-dessus.

1.1. répertorier chacun des *systèmes électroniques BES* à impact élevé, selon la section 1 de l'annexe 1, s'il y en a, dans chaque actif ;

1.2. répertorier chacun des *systèmes électroniques BES* à impact moyen, selon la section 2 de l'annexe 1, s'il y en a, dans chaque actif ; et

1.3. répertorier chaque actif qui comporte un *système électronique BES* à impact faible, selon la section 3 de l'annexe 1, s'il y en a (une liste des *systèmes électroniques BES* à impact faible n'est pas exigée).

M1. Les pièces justificatives acceptables comprennent, sans s'y limiter, les listes électroniques ou papier datées requises en vertu de l'exigence E1 et de ses alinéas 1.1 et 1.2.

E2. L'entité responsable doit : *[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]*

2.1 passer en revue les répertoires établis selon l'exigence E1 et ses alinéas (et les mettre à jour en cas de changement constaté) au moins une fois tous les 15 mois civils, même si aucun élément n'a été répertorié selon l'exigence E1 ; et

2.2 faire approuver par son *cadre supérieur CIP* ou son délégué les répertoires établis selon l'exigence E1 au moins une fois tous les 15 mois civils, même si aucun élément n'a été répertorié selon l'exigence E1.

M2. Les pièces justificatives acceptables comprennent, sans s'y limiter, des documents électroniques ou papier datés attestant que l'entité responsable a passé en revue et mis à jour, lorsque nécessaire, les identifications exigées selon l'exigence E1 et ses alinéas, et qu'elle a fait approuver par son *cadre supérieur CIP* ou son délégué les répertoires établis selon l'exigence E1 et ses alinéas au moins une fois tous les 15 mois

civils, même si aucun élément n'a été répertorié selon l'exigence E1 et ses alinéas, conformément à l'exigence E2.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

L'*entité régionale* joue le rôle de *responsable des mesures pour assurer la conformité* (*CEA*), à moins que l'entité visée soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'*entité régionale*. Dans de tels cas, l'organisation de fiabilité électrique (ERO), une *entité régionale* approuvée par la FERC ou un autre organisme gouvernemental pertinent joue le rôle du *CEA*.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives pour montrer qu'elle était conforme pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité responsable doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certains documents plus longtemps dans le cadre d'une enquête :

- Chaque entité responsable doit conserver des pièces justificatives pour chaque exigence de la présente norme pendant trois années civiles.
- Si une entité responsable est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.
- Le *CEA* doit conserver les derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

- Audits de conformité
- Déclarations sur la conformité
- Contrôles ponctuels
- Enquêtes de conformité

- Déclarations de non-conformité
- Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

- Aucune

2. Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-002-5.1)			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	**Planification de l'exploitation**	**Élevé**	Pour les entités responsables qui ont plus de 40 actifs *BES* au total à l'exigence E1, 5 % ou moins des actifs *BES* n'ont pas été examinés selon l'exigence E1. OU Pour les entités responsables qui ont 40 actifs *BES* au total ou moins, deux actifs *BES* ou moins à l'exigence E1 n'ont pas été examinés selon l'exigence E1. OU Pour les entités responsables qui ont plus de 100 *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen au total, 5 % ou moins des *systèmes*	Pour les entités responsables qui ont plus de 40 actifs *BES* au total à l'exigence E1, plus de 5 %, mais au plus 10 % des actifs *BES* n'ont pas été examinés selon l'exigence E1. OU Pour les entités responsables qui ont 40 actifs *BES* au total ou moins, plus de deux, mais au plus quatre actifs *BES* à l'exigence E1 n'ont pas été examinés selon l'exigence E1. OU Pour les entités responsables qui ont plus de 100 *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen au total, plus de	Pour les entités responsables qui ont plus de 40 actifs *BES* au total à l'exigence E1, plus de 10 %, mais au plus 15 % des actifs *BES* n'ont pas été examinés selon l'exigence E1. OU Pour les entités responsables qui ont 40 actifs *BES* au total ou moins, plus de quatre, mais au plus six actifs *BES* à l'exigence E1 n'ont pas été examinés selon l'exigence E1. OU Pour les entités responsables qui ont plus de 100 *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen au total, plus de	Pour les entités responsables qui ont plus de 40 actifs *BES* au total à l'exigence E1, plus de 15 % des actifs *BES* n'ont pas été examinés selon l'exigence E1. OU Pour les entités responsables qui ont 40 actifs *BES* au total ou moins, plus de six actifs *BES* à l'exigence E1 n'ont pas été examinés selon l'exigence E1. OU Pour les entités responsables qui ont plus de 100 *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen au total, plus de 15 % des *systèmes*

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-002-5.1)			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			électroniques BES répertoriés n'ont pas été catégorisés ou ont été incorrectement catégorisés dans une catégorie inférieure. OU Pour les entités responsables qui ont 100 *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen ou moins au total, cinq des *systèmes électroniques BES* répertoriés ou moins n'ont pas été catégorisés ou ont été incorrectement catégorisés dans une catégorie inférieure. OU Pour les entités responsables qui ont plus de 100 *systèmes électroniques BES*	5 %, mais au plus 10 % des *systèmes électroniques BES* répertoriés n'ont pas été catégorisés ou ont été incorrectement catégorisés dans une catégorie inférieure. OU Pour les entités responsables qui ont 100 *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen ou moins au total, plus de cinq, mais au plus 10 *systèmes électroniques BES* répertoriés n'ont pas été catégorisés ou ont été incorrectement catégorisés dans une catégorie inférieure. OU Pour les entités responsables qui ont	10 %, mais au plus 15 % des *systèmes électroniques BES* répertoriés n'ont pas été catégorisés ou ont été incorrectement catégorisés dans une catégorie inférieure. OU Pour les entités responsables qui ont 100 *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen ou moins au total, plus de 10, mais au plus 15 *systèmes électroniques BES* répertoriés n'ont pas été catégorisés ou ont été incorrectement catégorisés dans une catégorie inférieure. OU Pour les entités responsables qui ont	*électroniques BES* répertoriés n'ont pas été catégorisés ou ont été incorrectement catégorisés dans une catégorie inférieure. OU Pour les entités responsables qui ont 100 *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen ou moins au total, plus de 15 *systèmes électroniques BES* répertoriés n'ont pas été catégorisés ou ont été incorrectement catégorisés dans une catégorie inférieure. OU Pour les entités responsables qui ont plus de 100 *systèmes électroniques BES*

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-002-5.1)			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			à impact élevé ou moyen au total, 5 % ou moins des *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen n'ont pas été répertoriés. OU Pour les entités responsables qui ont 100 *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen ou moins au total, cinq *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen ou moins n'ont pas été répertoriés.	plus de 100 *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen au total, plus de 5 %, mais au plus 10 % des *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen n'ont pas été répertoriés. OU Pour les entités responsables qui ont 100 *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen ou moins au total, plus de cinq, mais au plus 10 *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen ou moins n'ont pas été répertoriés.	plus de 100 *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen au total, plus de 10 %, mais au plus 15 % des *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen n'ont pas été répertoriés. OU Pour les entités responsables qui ont 100 *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen ou moins au total, plus de 10, mais au plus 15 *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen ou moins n'ont pas été répertoriés.	à impact élevé ou moyen au total, plus de 15 % des *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen n'ont pas été répertoriés. OU Pour les entités responsables qui ont 100 *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen ou moins au total, plus de 15 *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen n'ont pas été répertoriés.
E2	**Planification de l'exploitation**	**Faible**	L'entité responsable n'a pas effectué son passage en revue et sa	L'entité responsable n'a pas effectué son passage en revue et sa	L'entité responsable n'a pas effectué son passage en revue et sa	L'entité responsable n'a pas effectué son passage en revue et sa

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-002-5.1)			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			mise à jour des répertoires établis selon E1 dans les 15 mois civils, mais l'a fait au plus dans les 16 mois civils, du passage en revue précédent. (E2.1) OU L'entité responsable n'a pas obtenu l'approbation des répertoires établis selon E1 par le *cadre supérieur CIP* ou son délégué conformément à l'exigence E2 dans les 15 mois civils, mais l'a fait au plus dans les 16 mois civils de l'approbation précédente. (E2.2)	mise à jour des répertoires établis selon E1 dans les 16 mois civils, mais l'a fait au plus dans les 17 mois civils, du passage en revue précédent. (E2.1) OU L'entité responsable n'a pas obtenu l'approbation des répertoires établis selon E1 par le *cadre supérieur CIP* ou son délégué conformément à l'exigence E2 dans les 16 mois civils, mais l'a fait en au plus dans les 17 mois civils de l'approbation précédente. (E2.2)	mise à jour des répertoires établis selon E1 dans les 17 mois civils, mais l'a fait au plus dans les 18 mois civils, du passage en revue précédent. (E2.1) OU L'entité responsable n'a pas obtenu l'approbation des répertoires établis selon E1 par le *cadre supérieur CIP* ou son délégué conformément à l'exigence E2 dans les 17 mois civils, mais l'a fait en au plus dans les 18 mois civils de l'approbation précédente. (E2.2)	mise à jour des répertoires établis selon E1 dans les 18 mois civils du passage en revue précédent. (E2.1) OU L'entité responsable n'a pas obtenu l'approbation des répertoires établis selon E1 par le *cadre supérieur CIP* ou son délégué conformément à l'exigence E2 dans les 18 mois civils de l'approbation précédente. (E2.2)

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

CIP-002-5.1a – Annexe 1

Critères de degré d'impact

Les critères définis à la présente annexe ne sont pas des exigences de conformité autonomes, mais des éléments de caractérisation du degré d'impact auxquels renvoient les exigences.

1. Impact élevé (H)

Chaque *système électronique BES* utilisé par et situé dans une des installations suivantes :

1.1. Chaque *centre de contrôle* ou *centre de contrôle* de repli utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles du *coordonnateur de la fiabilité*.

1.2. Chaque *centre de contrôle* ou *centre de contrôle* de repli utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles du *responsable de l'équilibrage* pour : 1) une production totale de 3 000 MW ou plus dans une même *Interconnexion*, ou 2) au moins un actif qui répond au critère 2.3, 2.6 ou 2.9.

1.3. Chaque *centre de contrôle* ou *centre de contrôle* de repli utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles de l'*exploitant de réseau de transport* pour au moins un actif qui répond au critère 2.2, 2.4, 2.5, 2.7, 2.8, 2.9 ou 2.10.

1.4 Chaque *centre de contrôle* ou *centre de contrôle* de repli utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles de l'*exploitant d'installation de production* pour au moins un actif qui répond au critère 2.1, 2.3, 2.6 ou 2.9.

2. Impact moyen (M)

Chaque *système électronique BES,* non inclus dans la section 1 ci-dessus, associé à un des éléments suivants :

2.1. Production en service, pour chaque ensemble de groupes de production à une même centrale, dont la puissance active nominale nette totale la plus élevée des 12 mois civils précédents est de 1 500 MW ou plus dans une même *Interconnexion*. Pour chaque ensemble de groupes de production, les seuls *systèmes électroniques BES* qui répondent à ce critère sont les *systèmes électroniques BES* partagés qui pourraient, dans un délai de 15 minutes, avoir un impact négatif sur l'exploitation fiable de toute combinaison de groupes de production qui, ensemble, représentent 1 500 MW ou plus dans une même *Interconnexion*.

2.2. Chaque ressource ou groupe de ressources de puissance réactive du *BES* à un même emplacement (à l'exclusion des *installations* de production) dont la *puissance réactive* nominale maximale totale est de 1 000 Mvar ou plus (à l'exclusion de ceux aux *installations* de production). Les seuls *systèmes électroniques BES* qui répondent à ce

critère sont les *systèmes électroniques BES* partagés qui pourraient, dans un délai de 15 minutes, avoir un impact négatif sur l'exploitation fiable de toute combinaison de ressources qui au total représentent 1 000 Mvar ou plus.

2.3. Chaque *installation* de production que le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* désigne comme étant nécessaire pour éviter un *impact négatif sur la fiabilité* dans un horizon de planification de plus d'un an, et dont le *propriétaire d'installation de production* ou l'*exploitant d'installation de production* a été informé.

2.4. *Installations* de *transport* exploitées à 500 kV ou plus. Aux fins de ce critère, le jeu de barres collectrices d'une centrale de production n'est pas considéré comme une *installation* de *transport*, mais comme une partie de l'*installation* de raccordement de la production.

2.5. *Installations* de *transport* exploitées entre 200 et 499 kV dans un même poste, dans les cas où le poste est raccordé à une tension de 200 kV ou plus à au moins trois autres postes de *transport* et ayant une « valeur pondérée totale » de plus de 3 000 selon le tableau ci-dessous. La « valeur pondérée totale » pour un même poste est déterminée en faisant la somme des « valeurs pondérées par ligne » indiquées au tableau ci-dessous pour chaque *ligne de transport BES* d'arrivée et de départ qui le relie à un autre poste de *transport*. Aux fins de ce critère, le jeu de barres collectrices d'une centrale de production n'est pas considéré comme une *installation* de *transport*, mais comme une partie de l'*installation* de raccordement de la production.

Tension d'une ligne	Valeur pondérée par ligne
Moins de 200 kV (sans objet)	(sans objet)
200 à 299 kV	700
300 à 499 kV	1300
500 kV et plus	0

2.6. Groupes de production d'une même centrale ou *installations* de *transport* d'un même poste qui sont désignés par leur *coordonnateur de la fiabilité*, leur *responsable de la planification* ou leur *planificateur de réseau de transport* comme essentiels au calcul des *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (*IROL*) et leurs contingences associées.

2.7. *Installations* de *transport* désignées comme essentielles pour respecter les *exigences relatives à l'interface de centrale nucléaire*.

2.8. *Installations* de *transport*, y compris les *installations* de raccordement de la production, qui fournissent le raccordement de la production nécessaire pour raccorder la sortie du groupe de production aux *réseaux* de *transport* et qui, si elles étaient détruites, dégradées, mal utilisées ou autrement rendues indisponibles,

entraîneraient la perte d'*installations* de production répertoriées par un *propriétaire d'installation de production* en vertu du critère 2.1 ou 2.3 de l'annexe 1.

2.9. Chaque *automatisme de réseau* (*SPS*), *plan de défense* (*RAS*) ou système de manœuvre automatisé qui commande des *éléments* du *BES* qui, s'ils étaient détruits, dégradés, mal utilisés ou autrement rendus indisponibles, provoqueraient le dépassement d'une ou de plusieurs *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (*IROL*) en raison de leur défaut de fonctionner de la manière prévue ou entraîneraient la réduction d'une ou de plusieurs *IROL* s'ils étaient détruits, dégradés, mal utilisés ou autrement rendus indisponibles.

2.10. Chaque système ou groupe d'*éléments* qui effectue du délestage de *charge* automatique, en vertu d'un système de commande commun et sans intervention humaine, de 300 MW ou plus en mettant en œuvre du délestage de charge en sous-tension (DST) ou du délestage de charge en sous-fréquence (DSF) selon un programme de délestage de charge soumis à une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou régionale.

2.11. Chaque *centre de contrôle* ou *centre de contrôle* de repli, non inclus dans la catégorie Impact élevé (H) ci-dessus, utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles de l'*exploitant d'installation de production* pour une puissance active nominale nette totale maximale, pour les 12 mois civils précédents, de 1 500 MW ou plus dans une même *Interconnexion*.

2.12. Chaque *centre de contrôle* ou *centre de contrôle* de repli utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles de l'*exploitant de réseau de transport* non inclus dans la catégorie Impact élevé (H) ci-dessus.

2.13. Chaque *centre de contrôle* ou *centre de contrôle* de repli, non inclus dans la catégorie Impact élevé (H) ci-dessus, utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles du *responsable de l'équilibrage* pour une production de 1 500 MW ou plus dans une même *Interconnexion*.

3. Impact faible (L)

Systèmes électroniques BES non inclus dans les sections 1 et 2 ci-dessus, qui sont associés à l'un ou l'autre des actifs suivants et qui répondent aux critères d'applicabilité de l'alinéa 4.2. Installations de la section 4. Applicabilité de la présente norme :

3.1. *centres de contrôle* et *centres de contrôle* de repli ;

3.2. postes de transport ;

3.3. ressources de production ;

3.4. systèmes et installations essentiels à la remise en charge du réseau, y compris les *ressources à démarrage autonome* et les *chemins de démarrage* ainsi que les exigences relatives aux manœuvres initiales ;

3.5. *automatismes de réseau* qui soutiennent l'exploitation fiable du *système de production-transport d'électricité* ;

3.6. pour les *distributeurs*, *systèmes de protection* indiqués à l'alinéa 4.2.1. de la section Applicabilité ci-dessus.

Principes directeurs et fondements techniques

Section 4 – Portée de l'applicabilité des normes CIP sur la cybersécurité

La section 4. Applicabilité des normes présente de l'information importante pour aider les entités responsables à déterminer la portée d'application des exigences CIP sur la cybersécurité.

La section 4.1. Entités fonctionnelles est la liste des entités fonctionnelles de la NERC auxquelles s'applique la norme. Si l'entité est enregistrée au titre d'une ou de plusieurs des entités fonctionnelles énumérées à la section 4.1., alors les normes CIP sur la cybersécurité de la NERC s'appliquent. Il est à noter qu'il y a une restriction à la section 4.1. qui limite l'applicabilité dans le cas des *distributeurs* à ceux qui détiennent certains types de systèmes et d'équipements énumérés à la section 4.2.

La section 4.2. Installations définit la portée des *installations*, systèmes et équipements détenus par l'entité responsable désignée à la section 4.1., qui est visée par les exigences de la norme. Outre l'ensemble des *installations* du *BES*, des *centres de contrôle* et des autres systèmes et équipements, la liste comprend l'ensemble des systèmes et équipements visés détenus par les *distributeurs*. Bien que le terme « *installations* » dans le glossaire de la NERC comprenne déjà la caractéristique *BES*, l'utilisation additionnelle du terme « *BES* » vise ici à renforcer la portée d'applicabilité pour ces *installations*, en particulier dans cette section sur l'applicabilité. Cela établit quels sont les *installations*, systèmes et équipements visés par les normes. Cette section est particulièrement importante dans la norme CIP-002-5.1a et délimite l'ensemble des *installations*, systèmes et équipements auxquels s'appliquent les critères de l'annexe 1. C'est important, car cela détermine les *installations*, systèmes et équipements qui sont classés dans la catégorie Impact faible, après filtrage de ceux qui répondent aux critères des catégories Impact élevé et Impact moyen.

Dans le but de répertorier les groupes d'*installations*, de systèmes et d'équipements (par leur emplacement ou autrement), l'entité responsable examine les actifs de la façon décrite à l'exigence E1 de la norme CIP-002-5.1a. Il s'agit d'une démarche familière pour les entités responsables qui ont à se conformer aux versions 1, 2, 3 et 4 des normes CIP pour les *actifs critiques*. Comme dans les versions 1, 2, 3 et 4, les entités responsables peuvent utiliser des postes, des centrales et des *centres de contrôle* dans un même emplacement pour désigner ces groupes d'*installations*, de systèmes et d'équipements.

CIP-002-5.1a

La norme CIP-002-5.1a stipule que les entités responsables visées doivent catégoriser leurs *systèmes électroniques BES* et les *actifs électroniques BES* connexes selon les critères de l'annexe 1. Un *actif électronique BES* inclut dans sa définition : « s'il était endommagé, mal utilisé ou rendu indisponible entraînerait, dans les 15 minutes […] un impact négatif sur […] l'exploitation fiable du *BES* ».

Ce qui suit donne des indications qu'une entité responsable peut utiliser pour désigner les *systèmes électroniques BES* qui seraient visés. Le concept de service de fiabilité du *BES* est utile à cet égard, car il offre à l'entité responsable une méthode définie pour déterminer les *systèmes électroniques BES* auxquels s'applique la norme CIP-002-5.1a. Ce concept établit une liste de services de fiabilité du *BES*. Ces services comprennent :

Réponse dynamique aux conditions du *BES*
Équilibre production-charge
Régulation de la fréquence (puissance active)
Régulation de la tension (puissance réactive)
Gestion des contraintes
Surveillance et contrôle
Remise en charge du *BES*
Connaissance de la situation
Coordination et communication en temps réel entre les entités

La responsabilité de l'exploitation fiable du *BES* est répartie entre toutes les catégories d'entités. Chaque catégorie d'entités apporte une contribution particulière à l'exploitation fiable et l'exposé qui suit aide à déterminer quelle catégorie d'entités, dans le contexte des entités fonctionnelles auxquelles ces normes CIP s'appliquent, effectue quel service de fiabilité, dans le cadre d'un processus de détermination des *systèmes électroniques BES* qui seraient visés. Ce qui suit donne des indications pour aider les entités responsables à déterminer les services de fiabilité applicables selon leur catégorie d'entité (fonction).

Catégorie d'entité	RC	BA	TOP	TO	DP	GOP	GO
Réponse dynamique		X	X	X	X	X	X
Équilibre production-charge	X	X	X	X	X	X	X
Régulation de la fréquence		X				X	X
Régulation de la tension			X	X	X		X
Gestion des contraintes	X		X			X	
Surveillance et contrôle			X			X	
Remise en charge			X			X	
Connaissance de la situation	X	X	X			X	
Coordination entre les entités	X	X	X	X		X	X

Réponse dynamique

Le service de réponse dynamique comprend les actions effectuées par des *éléments* ou des sous-systèmes du *BES* qui sont lancés automatiquement pour amorcer une réponse à une condition du *BES*. Ces actions sont lancées par un seul élément ou dispositif de commande ou par une combinaison de tels éléments ou dispositifs agissant de concert pour effectuer une

action ou pour engendrer une condition en réponse à l'action ou à la condition initiale. Les types de réponses dynamiques qui peuvent être considérés comme ayant un impact potentiel sur le *BES* sont les suivants :

- Réserves tournantes (réserves pour contingence)
  - Fourniture d'une réserve de production au besoin (GO et GOP)
  - Surveillance de l'adéquation des réserves (BA)
- Réponse du régulateur de vitesse
  - Système de commande agissant sur le régulateur de vitesse (GO)
- *Systèmes de protection* (transport et production)
  - Lignes, jeux de barres, transformateurs et groupes turbine-alternateur (DP, TO, TOP, GO et GOP)
  - Protection de zone sur défaillance de disjoncteur (DP, TO et TOP)
  - Protection de disjoncteur (DP, TO et TOP)
  - Courant, fréquence, vitesse et phase (TO, TOP, GO et GOP)
- *Automatismes de réseau* ou *plans de défense*
  - Capteurs, relais et disjoncteurs, possiblement logiciels (DP, TO et TOP)
- Protection par relais de surfréquence et de sous-fréquence (comprend le délestage de charge automatique)
  - Capteurs, relais et disjoncteurs (DP)
- Protection par relais de surtension et de sous-tension (comprend le délestage de charge automatique)
  - Capteurs, relais et disjoncteurs (DP)
- Stabilisateurs de puissance (GO)

Équilibre production-charge

Le service d'équilibre production-charge comprend les activités, actions et conditions nécessaires pour surveiller et régler la production et la charge dans l'horizon de planification de l'exploitation et en temps réel. Les aspects de la fonction d'équilibre production-charge comprennent ce qui suit, mais n'y sont pas limités :

- Calcul de l'*écart de réglage de la zone* (*ACE*)
  - Sources de données sur le terrain (transits d'interconnexion en temps réel, sources de fréquence, écart de temps, etc.) (TO et TOP)
  - Logiciels utilisés pour effectuer les calculs (BA)

- Gestion de la demande
  - Capacité de détecter les besoins de modulation de la charge (BA)
  - Capacité de moduler la charge (TOP et DP)
- Délestages de *charge* commandés manuellement
  - Capacité de détecter les besoins de modulation de la charge (BA)
  - Capacité de moduler la charge (TOP et DP)
- Réserve arrêtée (réserve pour contingence)
  - Connaissance de l'état de marche, de la capacité, du taux de rampe et du temps de démarrage des groupes (GO et BA)
  - Démarrage des groupes de production et fourniture de l'énergie (GOP)

Régulation de la fréquence (puissance active)

Le service de régulation de la fréquence comprend les activités, actions et conditions qui assurent, en temps réel, que la fréquence demeure à l'intérieur de limites acceptables pour la fiabilité et l'exploitabilité du *BES*. Les aspects de la fonction de régulation de la fréquence comprennent ce qui suit, mais y sont limités :

- Contrôle de la production (par exemple, *AGC*)
  - *ACE*, production actuelle des groupes, taux de rampe, caractéristiques des groupes (BA, GOP et GO)
  - Logiciels pour le calcul des réglages à apporter aux groupes (BA)
  - Transmission des réglages aux différents groupes (GOP)
  - Mise en œuvre d'ajustements par les dispositifs de réglage des groupes (GOP)
- Régulation (réserves réglantes)
  - Source de fréquence, programme (BA)
  - Système de commande de régulateur (GO)

Régulation de la tension (puissance réactive)

Le service de régulation de la tension comprend les activités, actions et conditions qui assurent, en temps réel, que la tension demeure à l'intérieur de limites acceptables pour la fiabilité et l'exploitabilité du *BES*. Les aspects de la fonction de régulation de la tension comprennent ce qui suit, mais n'y sont pas limités :

- Régulation automatique de la tension (AVR)
  - Capteurs, système de commande de stator et rétroaction (GO)
- Ressources capacitives

  - État, commande (manuelle ou automatique) et rétroaction (TOP, TO et DP)
- Ressources inductives (changeurs de prises de transformateur ou bobines d'inductance)
  - État, commande (manuelle ou automatique) et rétroaction (TOP, TO et DP)
- Compensateurs statiques (SVC)
  - État, calculs, commande (manuelle ou automatique) et rétroaction (TOP, TO et DP)

Gestion des contraintes

La gestion des contraintes comprend les activités, actions et conditions qui sont nécessaires pour assurer que les éléments du *BES* fonctionnent à l'intérieur de leurs limites de conception et des contraintes établies pour la fiabilité et l'exploitabilité du *BES*. Les aspects de la gestion des contraintes comprennent, mais n'y sont pas limités :

- *Capacité de transfert disponible* (ATC) (TOP)
- Programmes d'échange (TOP et RC)
- Corrections à la répartition de la production et affectation des groupes (GOP)
- Détermination et surveillance des *SOL* et des *IROL* (TOP et RC)
- Détermination et surveillance des *interfaces de transit* (TOP et RC)

Surveillance et contrôle

La surveillance et le contrôle comprennent les activités, actions et conditions qui assurent la surveillance et le contrôle des *éléments* du *BES*. Voici un exemple d'aspect de la surveillance et du contrôle :

- Toutes les méthodes de manœuvre des disjoncteurs et des sectionneurs
  - SCADA (TOP et GOP)
  - Automatisation des postes (TOP)

Remise en charge du *BES*

Le service de remise en charge du *BES* comprend les activités, actions et conditions nécessaires pour passer d'un état d'arrêt à une situation d'exploitation permettant le transport d'énergie sans aide externe. Les aspects de la fonction de remise en charge du *BES* comprennent ce qui suit, mais n'y sont pas limités :

- Remise en charge, y compris le chemin de démarrage planifié
  - Au moyen de groupes à démarrage autonome (TOP et GOP)
  - Au moyen de lignes d'interconnexion (TOP et GOP)
- Alimentation électrique externe de centrale nucléaire (TOP, TO, BA, RC, DP, GO et GOP)

- Coordination (TOP, TO, BA, RC, DP, GO et GOP)

Connaissance de la situation

La fonction de connaissance de la situation comprend les activités, actions et conditions établies par des politiques, des directives ou des procédures d'exploitation normalisées nécessaires pour évaluer la situation courante du *BES* et pour prévoir les effets de changements planifiés ou non planifiés sur les conditions d'exploitation. Les aspects de la fonction de connaissance de la situation comprennent :

- Surveillance et alarmes (par exemple des alarmes EMS) (TOP, GOP, RC et BA)
- Gestion des changements (TOP, GOP, RC et BA)
- Planification du jour même et du jour suivant (TOP)
- Analyse des contingences (RC)
- Surveillance de la fréquence (BA et RC)

Coordination entre les entités

La fonction de coordination et de communication entre les entités comprend les activités, actions et conditions établies par des politiques, des directives ou des procédures d'exploitation normalisées nécessaires pour la coordination et la communication entre les entités responsables afin d'assurer la fiabilité et l'exploitabilité du *BES*. Les aspects de la fonction de coordination et de communication entre les entités comprennent :

- Échanges programmés (BA, TOP, GOP et RC)
- Données d'exploitation et état des installations (TO, TOP, GO, GOP, RC et BA)
- Directives d'exploitation (TOP, RC et BA)

Applicabilité aux distributeurs

Il est attendu que seuls les *distributeurs* qui détiennent ou exploitent des installations qui se qualifient à la section Applicabilité seront visés par la version 5 des normes de cybersécurité. Les *distributeurs* qui ne détiennent ni n'exploitent des installations qui se qualifient ne sont pas visés par ces normes. Les critères d'applicabilité sont fondés sur les exigences d'inscription au titre de *distributeur* et sur les exigences de la norme EOP-005 de la NERC visant les *distributeurs*.

Exigence E1

L'exigence E1 met en œuvre une méthode de catégorisation des *systèmes électroniques BES* selon leur impact sur le *BES*. Dans l'équation traditionnelle d'évaluation du risque, cette méthode réduit la mesure du risque à l'évaluation de l'impact (la conséquence), en supposant un indice de vulnérabilité de 1 (les systèmes sont présumés vulnérables) et une probabilité de

menace de 1 (probabilité de 100 %). Les critères de l'annexe 1 permettent de mesurer le degré d'impact des actifs *BES* desservis par les *systèmes électroniques BES*.

Les entités responsables sont tenues de répertorier et de catégoriser les *systèmes électroniques BES* dont l'impact est élevé ou moyen. Les *systèmes électroniques BES* pour les actifs *BES* qui ne répondent pas aux critères 1.1 à 1.4 et 2.1 à 2.11 de l'annexe 1 sont classés par défaut dans la catégorie Impact faible.

Annexe 1

Application générale

Dans l'application des critères de l'annexe 1, les entités responsables doivent prendre note que l'approche utilisée est basée sur l'impact du *système électronique BES* tel que mesuré par les critères précis définis à l'annexe 1.

- Lorsque l'équipe de rédaction utilise le terme « *installations* », les entités responsables disposent d'une certaine latitude pour déterminer les *installations* concernées. Le terme « *installation* » est défini dans le glossaire de la NERC comme un « ensemble d'équipements électriques qui fonctionnent comme un seul *élément* du *système de production-transport d'électricité* (exemples : ligne, groupe de production, compensateur shunt, transformateur, etc.). » Dans la plupart des cas, les critères se rapportent à un groupe d'*installations* dans un emplacement donné qui contribue à l'exploitation fiable du *BES*. Par exemple, pour les actifs de *transport*, le poste peut être désigné comme le groupe d'*installations*. Cependant, dans un poste qui comprend à la fois de l'équipement utilisé pour l'exploitation du *BES* et de l'équipement utilisé seulement pour les activités de distribution, il peut être préférable pour l'entité responsable de considérer seulement le groupe d'*installations* utilisé pour l'exploitation du *BES*. Dans ce cas, l'entité responsable peut désigner le groupe d'*installations* par son emplacement, avec des indications pour cibler le groupe d'*installations* qui contribue à l'exploitation fiable du *BES*, comme étant les *installations* qui sont visées par les critères de catégorisation des *systèmes électroniques BES*. Les *installations* de production sont traitées séparément à la section Production ci-après. Dans la norme CIP-002-5.1a, ces groupes d'*installations*, de systèmes et d'équipements sont parfois appelés « actifs *BES* ». Par exemple, un actif *BES* répertorié peut être un poste, une centrale de production ou un *centre de contrôle* nommé. Les entités responsables disposent d'une souplesse dans la manière de grouper les *installations*, systèmes et équipements à un emplacement donné.
- Dans certains cas, un *système électronique BES* peut être catégorisé parce qu'il répond à plusieurs critères. Dans de tels cas, l'entité responsable peut choisir de documenter tous les critères qui mènent à la catégorisation. Cela évitera une catégorisation incorrecte lorsqu'il cesse de répondre à l'un des critères, mais qu'il répond encore à un autre.
- Il est recommandé que chaque *système électronique BES* soit répertorié par une seule entité responsable. En cas de propriété commune, il est conseillé aux entités responsables

propriétaires de s'entendre formellement sur la désignation d'une entité responsable à titre de responsable de la conformité aux normes.

Impact élevé (H)

Cette catégorie comprend les *systèmes électroniques BES*, utilisés par et dans des *centres de contrôle* (et les centres informatiques connexes inclus dans la définition de *centres de contrôle*), qui s'acquittent des obligations fonctionnelles du *coordonnateur de la fiabilité* (RC), du *responsable de l'équilibrage* (BA), de l'*exploitant de réseau de transport* (TOP) ou de l'*exploitant d'installation de production* (GOP) telles que définies dans le modèle fonctionnel de la NERC à la rubrique « Tasks » de la fonction pertinente et à la rubrique « Relationship with Other Entities » de l'entité fonctionnelle, et qui répondent aux critères 1.1, 1.2, 1.3 ou 1.4 de l'annexe 1. Bien que les entités inscrites au titre des entités fonctionnelles susmentionnées soient explicitement visées, il peut y avoir des cas d'ententes par lesquelles certaines des obligations fonctionnelles d'un *exploitant de réseau de transport* (TOP) sont déléguées à un *propriétaire d'installation de transport* (TO). Dans de tels cas, les *systèmes électroniques BES* des *centres de contrôle* du TO qui s'acquittent de ces obligations fonctionnelles pourraient être classés dans la catégorie Impact élevé. Les critères sont axés spécifiquement sur les obligations fonctionnelles, et non nécessairement sur les installations du RC, du BA, du TOP ou du GOP. Il est à noter que la définition de *centre de contrôle* renvoie spécifiquement aux tâches de fiabilité du RC, du BA, du TOP et du GOP. Un *système électronique BES* de TO dans une installation de TO qui ne remplit pas ces tâches, et qui n'a pas d'entente avec un TOP pour les remplir, ne répond pas à la définition de *centre de contrôle*. Cependant, si ce *système électronique BES* commande une ou des installations qui répondent aux critères de la catégorie Impact moyen, ce *système électronique BES* serait catégorisé comme un *système électronique BES* à impact moyen.

Le seuil de 3 000 MW défini au critère 1.2 pour les *centres de contrôle* de BA assure une différentiation suffisante du seuil défini pour les *centres de contrôle* à impact moyen de BA. Une analyse des empreintes des BA montre que la plupart des BA dont l'impact est important sont couverts par ce critère.

Des seuils supplémentaires, définis dans les critères, s'appliquent à cette catégorie.

Impact moyen (M)

Production

Les critères de la catégorie Impact moyen de l'annexe 1 qui s'appliquent généralement aux *propriétaires* et aux *exploitants d'installation de production* (GO et GOP) sont les critères 2.1, 2.3, 2.6, 2.9 et 2.11. Le critère 2.13, qui s'applique aux *centres de contrôle* de BA, est également inclus ici.

- Le critère 2.1 désigne comme étant à Impact moyen les *systèmes électroniques BES* qui influent sur des ressources de production dont la capacité en *puissance active nette* est supérieure à 1 500 MW. Le critère de 1 500 MW est partiellement tiré des exigences de

réserve pour contingence de la norme BAL-002 de la NERC, dont l'objet est de « faire en sorte que le *responsable de l'équilibrage* soit en mesure d'utiliser sa *réserve pour contingence* afin d'équilibrer les ressources et la demande, et de rétablir la fréquence de l'*Interconnexion* à l'intérieur des limites définies suivant une *perturbation à déclarer* ». En particulier, elle exige qu'« Au minimum, le *responsable de l'équilibrage* ou le *groupe de partage des réserves* doit disposer d'une *réserve pour contingence* suffisante afin de se prémunir contre la contingence simple la plus grave. » L'équipe de rédaction a utilisé 1 500 MW comme chiffre provenant des *réserves pour contingence* les plus importantes exploitées par divers BA dans toutes les régions.

Par l'utilisation de la capacité en *puissance active* nette, l'équipe de rédaction a cherché à utiliser une valeur qui pourrait être vérifiée d'après les exigences existantes proposées dans la norme MOD-024 de la NERC et compte tenu des efforts de développement actuels dans ce secteur.

En utilisant le critère précis de 1 500 MW, l'intention de l'équipe de rédaction est de s'assurer que les *systèmes électroniques BES* ayant des vulnérabilités de mode commun qui pourraient entraîner la perte de 1 500 MW ou plus de production à une même centrale pour un groupe de production ou un ensemble de groupe de production soient protégés adéquatement.

L'équipe de rédaction a aussi utilisé d'autres paramètres de temps et de valeur pour s'assurer que les critères précis et leurs valeurs de comparaison soient relativement stables au cours de la période d'examen. Lorsque plusieurs valeurs de capacité en *puissance active* nette pouvaient être utilisées pour classer une installation selon ces critères précis, la valeur la plus élevée a été utilisée.

- Pour le critère 2.3, l'équipe de rédaction a cherché à s'assurer que les *systèmes électroniques BES* pour les *installations* de production désignées par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* comme étant nécessaires pour éviter des *impacts négatifs sur la fiabilité* du *BES* dans un horizon de planification d'un an ou plus soient catégorisés comme étant à Impact moyen. En spécifiant un horizon de planification d'un an ou plus, l'intention est de s'assurer qu'il s'agit de groupes qui sont répertoriés dans le cadre d'une planification de fiabilité « à long terme », s'étendant sur une période d'exploitation d'au moins 12 mois. Cela ne signifie pas nécessairement que le jour où le groupe sera exploité est dans plus d'un an, mais plutôt que la période de planification est de plus de un an ; on cherche spécifiquement à éviter que le critère s'applique à une production destinée à remédier à des problèmes urgents de fiabilité à court terme. De telles *installations* peuvent être désignées comme « indispensables à la fiabilité » (*Reliability Must Run*), et il ne faut pas les confondre avec les installations de production désignées comme indispensables (*must run*) pour la stabilisation du marché. Comme l'emploi de l'expression « *must run* » entraîne une certaine confusion à bien des égards, l'équipe de rédaction a choisi de l'éviter et a formulé l'exigence dans un langage de fiabilité plus générique. En particulier, l'accent mis sur la prévention des *impacts négatifs sur la fiabilité* impose que ces groupes soient désignés comme indispensables aux fins de la fiabilité au-delà de l'échelle

locale. Les groupes désignés comme indispensables au maintien de la tension à l'échelle locale ne seraient généralement pas désignés comme tels. En l'absence de *coordonnateur de la planification* désigné, le *planificateur de réseau de transport* est l'entité inscrite qui effectue cette désignation.

Si des études de réseau permettent de conclure que le fonctionnement d'un groupe est indispensable à la fiabilité du *BES*, par exemple en cas de contingence de catégorie C3 telle que définie dans la norme TPL-003, les *systèmes électroniques BES* pour ce groupe sont alors catégorisés comme étant à Impact moyen.

Les normes TPL exigent que, si les études et plans indiquent le besoin d'actions supplémentaires, ces études et plans soient communiqués par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* par écrit à l'*entité régionale* ou au RRO. Les actions nécessaires pour la mise en œuvre de ces plans par les parties concernées (propriétaires ou exploitants d'installation de production, *coordonnateurs de la fiabilité* ou autre partie nécessaire) sont habituellement officialisées sous la forme d'une entente ou d'un contrat.

- Le critère 2.6 vise les *systèmes électroniques BES* des *installations* de production désignées comme essentielles pour le calcul des *IROL* et de leurs contingences associées, comme il est spécifié aux exigences E5.1.1 et E5.1.3 de la norme FAC-014-2, *Établir et communiquer les limites d'exploitation du réseau*.

  Les *IROL* peuvent être basées sur des phénomènes de *réseau* dynamiques comme l'instabilité ou l'effondrement de la tension. Le calcul de ces *IROL* et de leurs contingences associées tient souvent compte de l'effet de l'inertie de la production et de la réponse des AVR.

- Le critère 2.9 catégorise les *systèmes électroniques BES* associés aux *automatismes de réseau* et aux *plans de défense* comme étant à Impact moyen. Les *automatismes de réseau* et les *plans de défense* peuvent être mis en œuvre pour prévenir les perturbations qui entraîneraient un dépassement des *IROL* s'ils n'assuraient pas la fonction requise au moment voulu ou s'ils avaient un fonctionnement non conforme à leurs critères de conception. Les *propriétaires d'installation de production* et les *exploitants d'installation de production* qui possèdent des *systèmes électroniques BES* pour de tels automatismes de réseau et plans de défense les classent dans la catégorie Impact moyen.

- Le critère 2.11 classe dans la catégorie Impact moyen les *systèmes électroniques BES* utilisés par et dans des *centres de contrôle* qui s'acquittent des obligations fonctionnelles de l'*exploitant d'installation de production* pour une production totale de 1 500 MW ou plus dans une seule Interconnexion, et qui n'ont pas déjà été inclus dans la partie 1.

- Le critère 2.13 classe dans la catégorie Impact moyen les *centres de contrôle* de BA qui « contrôlent » une production de 1 500 MW ou plus dans une même Interconnexion et qui n'ont pas déjà été inclus dans la partie 1. Le seuil de 1 500 MW est cohérent avec le degré d'impact et le raisonnement indiqué pour le critère 2.1.

Transport

Dans le texte original en anglais, la SDT utilise les expressions « Transmission Facilities at a single station or substation » et « Transmission stations or substations » pour reconnaître l'existence des termes « stations » et « substations ». Plusieurs entités de l'industrie appellent « substation » un emplacement avec des frontières physiques (clôture, mur, etc.) qui renferme au moins un autotransformateur. Des emplacements ne renfermant pas d'autotransformateurs existent également, et plusieurs entités de l'industrie appellent ceux-ci des « stations » ou « switchyards ». Par conséquent, la SDT a choisi d'utiliser les deux termes « station » et « substation » pour référer aux emplacements où des ensembles d'installations de transport existent ; en français, ces deux notions sont rendues dans le texte par le mot « poste ».

- Les critères 2.2, 2.4 à 2.10 et 2.12 de l'annexe 1 s'appliquent aux *propriétaires d'installation de transport* et aux *exploitants de réseau de transport*. Dans plusieurs de ces critères, le seuil d'impact est défini comme la capacité d'une défaillance ou d'une compromission d'un système à entraîner le dépassement d'une ou de plusieurs *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (*IROL*). Le critère 2.2 couvre les *systèmes électroniques BES* pour les *installations* de *réseaux* de *transport* qui fournissent des ressources de puissance réactive permettant d'améliorer et de préserver la fiabilité du *BES*. La valeur nominale est utilisée ici, car il n'y a pas d'exigence de la NERC pour vérifier la capacité réelle de ces *installations*. La valeur de 1 000 Mvar utilisée dans ce critère est une valeur jugée raisonnable pour déterminer la criticité de l'impact.

- Le critère 2.4 couvre les *systèmes électroniques BES* pour toute *installation* de *transport* située dans un poste exploité à 500 kV ou plus. Bien que l'équipe de rédaction considère que les *installations* exploitées à 500 kV ou plus ne nécessitent pas de précisions supplémentaires quant à leur rôle dans le système de réseaux interconnectés formant le *BES*, les *installations* dans le bas de la fourchette THT devraient avoir des critères supplémentaires pour inclusion dans la catégorie Impact moyen.

  Il est à noter que si le jeu de barres collectrices d'une centrale de production (la centrale est plus petite que le seuil établi pour la production au critère 2.1) est exploité à 500 kV, ce jeu de barres devrait être considéré comme une *installation* de raccordement de la production et non comme une *installation* de *transport*, selon le document *Final Report from the Ad Hoc Group for Generation Requirements at the Transmission Interface*. Ce jeu de barres collectrices ne serait pas une installation pour un *système électronique BES* à impact moyen, car il ne touche pas significativement le réseau de *transport* à 500 kV ; il ne touche qu'une centrale qui se trouve sous le seuil de production.

- Le critère 2.5 couvre les *systèmes électroniques BES* pour les installations dans le bas de la fourchette de transport du *BES* avec des restrictions pour l'inclusion, si elles sont jugées très susceptibles d'avoir un impact significatif sur le *BES*. Bien que ce critère ait été défini dans le cadre du raisonnement exigeant la protection contre tout impact significatif sur le *BES*, l'équipe de rédaction a inclus dans ce critère des restrictions supplémentaires qui assureraient un degré suffisant d'impact sur le *BES*. Ainsi, l'équipe de rédaction :

  - exclut les installations radiales qui fourniraient du soutien pour une seule installation de production ;

  - spécifie le raccordement à au moins trois postes de transport pour s'assurer que le degré d'impact soit approprié.

  La valeur pondérée totale de 3 000 a été obtenue à partir des valeurs pondérées liées à trois lignes à 345 kV et à cinq lignes à 230 kV à un poste de transport. La valeur pondérée totale sert à représenter l'impact réel sur le *BES*, indépendamment de la tension nominale de chaque ligne et de la combinaison de lignes de différentes tensions nominales.

  De plus, dans le document *Integrated Risk Assessment Approach – Refinement to Severity Risk Index – Attachment 1* de la NERC, le rapport a utilisé une charge de ligne moyenne en MVA basée sur la tension nominale :

  - 230 kV –> 700 MVA

  - 345 kV –> 1 300 MVA

  - 500 kV –> 2 000 MVA

  - 765 kV –> 3 000 MVA

  Pour ce qui est de déterminer les lignes visées et les raccordements à d'« autres postes de *transport* », les éléments suivants devraient être considérés :

  - Dans le cas des autotransformateurs d'un poste, les entités responsables disposent d'une latitude pour déterminer si les groupes d'*installations* sont considérés comme un seul emplacement de poste ou plusieurs postes. Dans la plupart des cas, les entités responsables les considéreraient probablement comme des *installations* à un seul poste, à moins qu'elles soient dispersées géographiquement. Dans le cas de transformateurs situés à l'intérieur de la « clôture » d'un poste, les autotransformateurs peuvent ne pas compter comme des raccordements distincts à d'autres postes. L'utilisation de *systèmes électroniques BES* communs serait de nature à invalider toute autre considération. Dans le cas d'autotransformateurs dispersés géographiquement par rapport à un emplacement de poste, le calcul tiendrait compte de tous les raccordements d'arrivée et de départ à chaque poste.

  - Les lignes à dérivations multiples sont censées représenter une seule valeur pondérée par ligne et influent sur le nombre de raccordements à d'autres postes.

Ainsi, une seule ligne à 230 kV à dérivations multiples entre trois postes de *transport* représenterait une valeur pondérée totale de 700 et raccorderait des *installations* de *transport* d'un seul poste à deux autres postes de *transport*.

- Les lignes multiples entre deux postes de *transport* sont censées représenter plusieurs valeurs pondérées par ligne, mais ces lignes multiples entre les deux postes raccordent seulement un poste à un autre poste. Ainsi, deux lignes à 345 kV entre deux postes de *transport* représenteraient une valeur pondérée totale de 2 600, et raccorderaient les *installations* de *transport* d'un seul poste à un autre poste de *transport*.

La restriction du critère 2.5 pour les *installations* de *transport* dans un poste de *transport* est basée sur deux conditions distinctes :

1. La première condition est que les *installations de transport* à un seul poste dans le cas où le poste est raccordé, à des niveaux de tension de 200 kV ou plus, à trois (3) autres postes, à trois autres postes. Cette condition vise à assurer que les raccordements exploités à des tensions de 500 kV ou plus soient également compris dans le compte des raccordements à d'autres postes.
2. La deuxième condition est que la valeur totale de toutes les lignes d'arrivée ou de départ du poste doit dépasser 3 000. Cette condition ne tient pas compte des lignes exploitées à moins de 200 kV ou à 500 kV et plus, ce dernier cas étant déjà classé « à impact moyen » selon le critère 2.4 : il n'y a pas de valeur à assigner aux lignes dont la tension est de moins de 200 kV ou de 500 kV et plus dans le tableau des valeurs pour la contribution à la valeur combinée de 3 000.

Les *installations* de *transport* dans le poste doivent répondre à ces deux conditions pour être considérées comme répondant au critère 2.5.

- Le critère 2.6 couvre les *systèmes électroniques BES* pour les *installations* de *transport* qui ont été désignées comme essentielles pour le calcul des *IROL* et de leurs contingences associées, comme il est spécifié aux exigences E5.1.1 et E5.1.3 de la norme FAC-014-2, *Établir et communiquer les limites d'exploitation du réseau*.

- Le critère 2.7 est tiré de l'exigence E9.2.2 de la norme NUC-001 de la NERC, pour le soutien des *installations* nucléaires. La norme NUC-001 assure que la fiabilité des *exigences relatives à l'interface de centrale nucléaire* (*NPIR*) est assurée par une coordination adéquate entre le *propriétaire* ou l'*exploitant d'installation de production* nucléaire et son fournisseur de *transport* « afin que l'exploitation et les arrêts de centrale se déroulent en toute sécurité ». En particulier, il y a des exigences spécifiques pour coordonner la sécurité physique et la cybersécurité de ces interfaces.

- Le critère 2.8 désigne comme « à impact moyen » les *systèmes électroniques BES* qui ont un impact sur les *installations* de *transport* nécessaires pour des installations de production qui respectent les conditions du critère 2.1 (*installations* de production avec une puissance de plus de 1 500 MW) et 2.3 (*installations* de production généralement désignées comme

indispensables à la fiabilité de la zone étendue dans l'horizon de planification). L'entité responsable peut demander une déclaration formelle du propriétaire d'installation de production quant à la qualification des *installations* de production raccordées à ses réseaux de *transport*.

- Le critère 2.9 désigne comme « à impact moyen » les *systèmes électroniques BES* pour les *automatismes de réseau* (*SPS*), les *plans de défense* (*RAS*) ou les systèmes de manœuvre automatisés installés afin d'assurer l'exploitation du *BES* à l'intérieur des *IROL*. La dégradation, la compromission ou l'indisponibilité de ces *systèmes électroniques BES* entraînerait le dépassement des *IROL* s'ils ne fonctionnaient pas tels que conçus. Selon la définition du terme *IROL*, la perte ou la compromission de l'un ou l'autre de ceux-ci a des impacts sur la *zone étendue*.

- Le critère 2.10 désigne comme « à impact moyen » les *systèmes électroniques BES* pour les systèmes ou *éléments* qui effectuent, sans intervention humaine, un délestage de charge automatique de 300 MW ou plus. La SDT a passé un temps considérable à discuter de la formulation du critère 2.10, et choisi le mot « chaque » pour indiquer que le critère s'applique à un système ou une *installation* distincte. Dans la rédaction de ce critère, l'équipe de rédaction a cherché à inclure seulement les systèmes qui ne nécessitent pas d'intervention humaine, et a ciblé en particulier les *installations* et les systèmes de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) et les systèmes et les *éléments* de délestage de charge en sous-tension (DST) qui seraient visés par une exigence de délestage de charge régionale visant à prévenir un *impact négatif sur la fiabilité*. Ceux-ci comprennent les systèmes automatisés DSF et DST capables de délester 300 MW de charge ou plus. Il est à noter que les systèmes qui ont besoin d'une intervention humaine pour leur armement, mais qui une fois armés se déclenchent automatiquement, doivent être considérés comme ne nécessitant pas d'intervention humaine et devraient être désignés comme « à impact moyen ». Le seuil de 300 MW a été défini comme la valeur de charge totale en MW la plus élevée, définie selon les normes de délestage de charge régionales pertinentes, pour les 12 mois précédents afin de tenir compte des fluctuations saisonnières.

  Ce seuil particulier de 300 MW provient de la version 1 des normes CIP. La SDT est d'avis que ce seuil doit être inférieur à l'exigence de production de 1 500 MW puisqu'il concerne spécifiquement le DST et le DSF, qui constituent des efforts de dernier recours pour sauver le *système de production-transport d'électricité* et requièrent donc un seuil plus bas. Un examen des tolérances DSF définies dans les normes de fiabilité régionales pour les besoins des programmes DSF à ce jour indique que la valeur historique de 300 MW représente une valeur de seuil adéquate et raisonnable pour les tolérances d'exploitation admissibles du DSF.

  Dans l'ERCOT, les *charges* agissant comme des ressources (*Loads Acting as Resources* [LaaR]) du programme de gestion de la demande ne fait pas partie du programme de délestage régional, mais d'un marché de services complémentaires. En général, les programmes de gestion de la demande semblables qui ne font pas partie des programmes de délestage de charge de fiabilité de la NERC ou régionaux, mais qui sont offerts comme

composantes d'un marché de services complémentaires, ne se qualifient pas selon ce critère.

Le libellé de la section 4 pour les DSF et DST et du critère 2.10 de l'annexe 1 est formulé de manière à être cohérent avec les exigences énoncées dans les normes PRC pour les DSF et les DST.

- Le critère 2.12 catégorise comme « à impact moyen » les *systèmes électroniques BES* utilisés par et dans les *centres de contrôle* et les centres informatiques connexes qui s'acquittent des obligations fonctionnelles d'un *exploitant de réseau de transport* et qui n'ont pas déjà été catégorisés comme « à impact élevé ».

- Le critère 2.13 catégorise comme « à impact moyen » les *centres de contrôle* de BA qui « contrôlent » une production de 1 500 MW ou plus dans une même *Interconnexion*. Le seuil de 1 500 MW est cohérent avec le degré d'impact et le raisonnement indiqué pour le critère 2.1.

Impact faible (L)

Les *systèmes électroniques BES* qui ne tombent pas dans les catégories Impact élevé ou Impact moyen tombent par défaut dans la catégorie Impact faible. Il est à noter que les *systèmes électroniques BES* à impact faible n'ont pas à être répertoriés individuellement.

Installations de remise en charge

- Plusieurs commentaires sur la version 5 des normes CIP suggèrent que les entités qui possèdent des *ressources à démarrage autonome* et des *chemins de démarrage* pourraient choisir de retirer ces services afin d'éviter des coûts de conformité plus élevés. Par exemple, un *coordonnateur de la fiabilité* a signalé une diminution de 25 % du nombre des *ressources à démarrage autonome* depuis l'entrée en vigueur de la version 1 des normes, et un nombre accru d'entités pourraient décider de faire un tel choix avec la version 5.

  Devant ce constat, l'équipe de rédaction de la version 5 des normes CIP a consulté informellement les comités de planification et d'exploitation de la NERC. Ces comités indiquent avoir déjà constaté une diminution du nombre des *ressources à démarrage autonome* en raison d'une augmentation des coûts de conformité aux normes CIP, des règles environnementales et d'autres risques ; le fait de les maintenir, dans la version 5, dans une catégorie qui augmenterait substantiellement les coûts de conformité pourrait entraîner un amoindrissement encore plus grand d'un bassin de ressources vulnérable.

  En réponse à ces considérations, l'équipe de rédaction a recatégorisé les actifs de remise en charge, comme les *ressources à démarrage autonome* et les *chemins de démarrage*, les faisant passer de la catégorie Impact moyen (comme c'était le cas dans les premières versions de travail) à la catégorie Impact faible. Cela ne libère pas les propriétaires de ces actifs de toute responsabilité, comme cela aurait été le cas dans les versions 1 à 4 de la norme CIP-002 (puisque seuls les *actifs électroniques* à connectivité routable qui sont essentiels aux actifs de remise en charge sont inclus dans ces versions). En vertu de la catégorisation Impact faible, ces actifs seront protégés dans les domaines de sensibilisation

à la cybersécurité, de contrôle des accès physiques et de contrôle des accès électroniques, et seront soumis à des obligations quant aux interventions en cas d'incident. Il s'agit néanmoins, en fin de compte, d'un gain net pour la fiabilité du *BES*, puisque beaucoup de ces actifs ne répondent pas aux critères d'inclusion des versions 1 à 4.

En pesant les risques pour la fiabilité générale du *BES*, l'équipe de rédaction a conclu que cette recatégorisation représente l'option la moins préjudiciable à la fonction de remise en charge, et donc à la fiabilité générale du *BES*. Le retrait des *ressources à démarrage autonome* et des *chemins de démarrage* de la catégorie Impact moyen est dans l'intérêt de la fiabilité d'ensemble, car autrement on assisterait vraisemblablement à une diminution du nombre des *ressources à démarrage autonome* disponibles pour une remise en charge rapide en cas de besoin.

Les *systèmes électroniques BES* pour les ressources de production qui ont été désignées comme *ressources à démarrage autonome* dans le plan de remise en charge de l'*exploitant de réseau de transport* tombent par défaut dans la catégorie Impact faible. La norme EOP-005-2 de la NERC stipule que l'*exploitant de réseau de transport* doit avoir un plan de remise en charge, et que ce plan doit préciser la liste de ses *ressources à démarrage autonome* ainsi que les exigences d'essai de ces ressources. Ce critère se limite aux *ressources à démarrage autonome* désignées comme telles dans le plan de remise en charge de l'*exploitant de réseau de transport*. Le terme « plan de capacité de démarrage autonome » a été retiré du Glossaire.

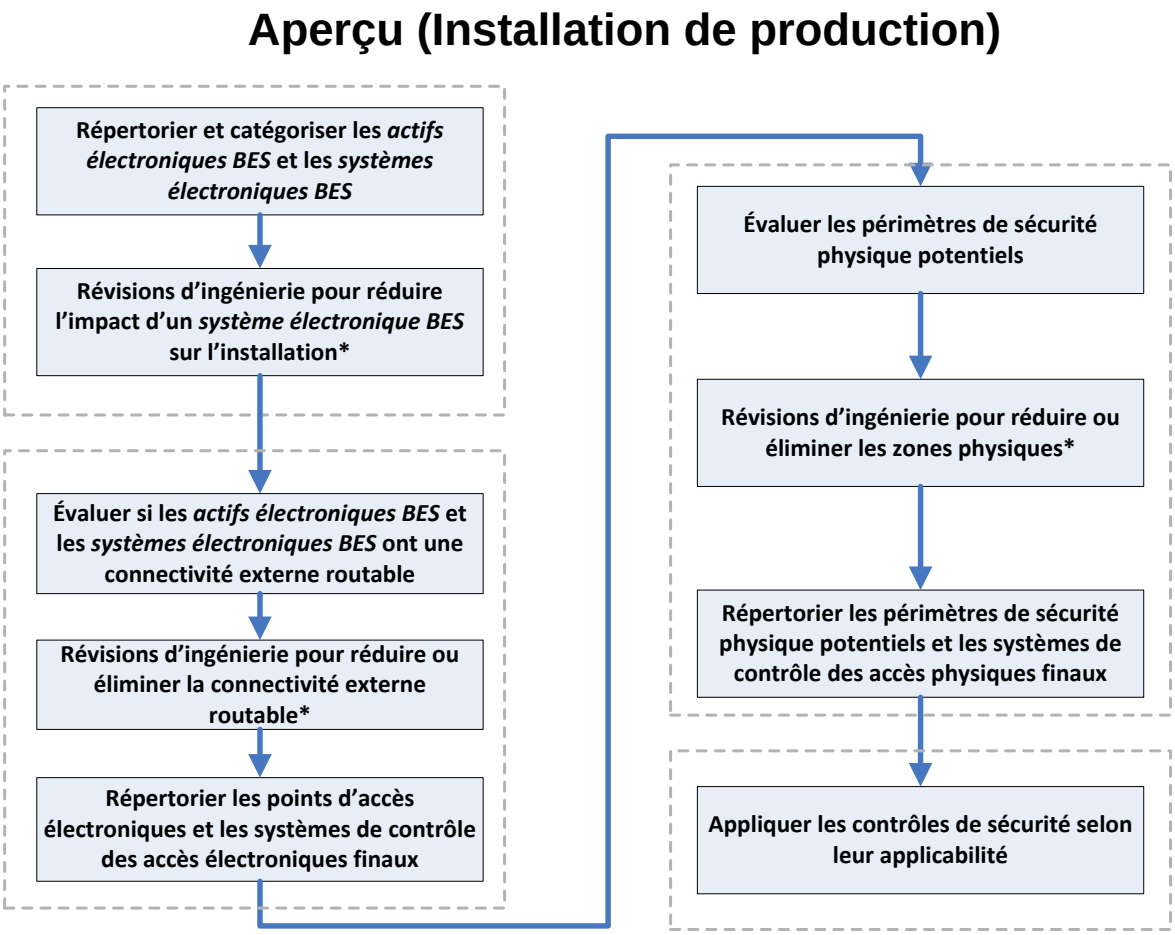
En ce qui concerne la communication aux propriétaires et aux exploitants d'actifs du *BES* de leur rôle dans le plan de remise en charge, l'*exploitant de réseau de transport* est tenu par la norme EOP-005-2 de la NERC de « fournir aux entités identifiées dans son plan de remise en charge approuvé, une description de tout changement apporté à leurs rôles et à leurs tâches spécifiques avant la date d'entrée en vigueur du plan ».

- Les *systèmes électroniques BES* des *installations* et des *éléments* comprenant les *chemins de démarrage* et respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis la *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement du ou des groupes de production à démarrer désignés dans le plan de remise en charge de l'*exploitant de réseau de transport*, tombent par défaut dans la catégorie Impact faible ; ces systèmes sont néanmoins désignés explicitement dans la version 5 des normes CIP. Cette exigence d'inclusion dans la portée est tirée des exigences de la norme EOP-005-2 de la NERC, qui stipule que l'*exploitant de réseau de transport* doit indiquer dans son plan de remise en charge les *chemins de démarrage* et les exigences concernant les manœuvres initiales pour la *ressource à démarrage autonome* et les groupes de production à démarrer.

  Les *distributeurs* noteront qu'ils ont peut-être des *systèmes électroniques BES* visés par la présente norme s'ils ont des *éléments* indiqués dans le plan de remise en charge de l'*exploitant de réseau de transport* et qui font partie du *chemin de démarrage*.

Cas d'utilisation : déroulement du processus CIP

Le cas suivant de déroulement du processus CIP pour un exploitant ou un propriétaire d'installation de production a été fourni par un participant à l'élaboration de la version 5 des normes et est présenté ici à titre d'exemple d'un processus utilisé pour répertorier et catégoriser les *systèmes électroniques BES* et les *actifs électroniques BES* ; pour examiner, élaborer et mettre en œuvre des stratégies d'atténuation des risques globaux ; et pour appliquer les mesures de sécurité pertinentes.



*** Les révisions d'ingénierie devront être évaluées quant à la justification de leur coût, aux exigences opérationnelles et de sécurité, aux besoins de soutien et aux limitations techniques.**

Justification

Pendant l'élaboration de cette norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de l'exigence E1

Les *systèmes électroniques BES* à chaque emplacement ont un impact sur l'exploitation fiable du *système de production-transport d'électricité* qui varie. L'annexe 1 fournit un ensemble de critères précis que l'entité responsable doit utiliser pour répertorier ces *systèmes électroniques BES* selon leur impact sur le *BES*. Les *systèmes électroniques BES* doivent être répertoriés et catégorisés selon leur impact, de sorte que les mesures appropriées puissent être appliquées, proportionnellement à leur impact. Ces catégories d'impact constitueront la base de l'application des exigences pertinentes des normes CIP-003 à CIP-011.

Justification de l'exigence E2

Les listes exigées par l'exigence E1 sont revues sur une base périodique pour s'assurer que tous les *systèmes électroniques BES* pertinents ont été correctement répertoriés et catégorisés. Toute erreur de catégorisation ou non-catégorisation d'un *système électronique BES* peut entraîner l'adoption de mesures de cybersécurité inadéquates ou l'absence de contrôles de cybersécurité, qui peuvent mener à une compromission ou à une mauvaise utilisation susceptible de nuire au fonctionnement en temps réel du *BES*. L'approbation par le *cadre supérieur CIP* assure une bonne supervision du processus par le personnel approprié de l'entité responsable.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	16 janvier 2006	E3.2 — Remplacement de « Control Center » par « control center » dans la version anglaise.	24 mars 2006
2	30 septembre 2009	Modifications visant à clarifier les exigences et à mettre les éléments de conformité en concordance avec les plus récentes directives sur l'établissement des éléments de conformité des normes. Suppression de la mention sur la prise en compte des considérations d'affaires. Remplacement de l'organisation régionale de fiabilité par l'*entité régionale* comme entité responsable. Reformulation de la date d'entrée en vigueur. Remplacement de « Responsabilité de la surveillance de la conformité » par « Responsabilité du contrôle de la conformité ».	
3	16 décembre 2009	Changement du numéro de version de -2 à -3. Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	Mise à jour
3	31 mars 2010	Approbation par la FERC.	
4	30 décembre 2010	Ajout de critères précis pour l'identification des actifs critiques.	Mise à jour
4	24 janvier 2011	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	Mise à jour
5	26 novembre 2012	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	Modification en coordination avec les autres normes CIP et révision du format selon le gabarit RBS.

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
5.1	30 septembre 2013	Remplacement de « Devices » par « Systems » dans une définition de la section Contexte.	Errata
5.1	22 novembre 2013	Ordonnance de la FERC approuvant la version CIP-002-5.1.	
5.1a	2 novembre 2016	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	
5.1a	14 décembre 2016	Ordonnance de la FERC approuvant la version CIP-002-5.1a (dossier RD17-2-000).	

Addenda 1

Numéro et texte de l'exigence

CIP-002-5.1, exigence E1

E1. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un processus qui examine chacun des actifs suivants aux fins des alinéas 1.1 à 1.3 :

i. *centres de contrôle* et *centres de contrôle* de repli ;

ii. postes de transport ;

iii. ressources de production ;

iv. systèmes et installations essentiels à la remise en charge du réseau, y compris les *ressources à démarrage autonome* et les *chemins de démarrage* ainsi que les exigences relatives aux manœuvres initiales ;

v. *automatismes de réseau* qui contribuent à la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* ; et

vi. pour les *distributeurs*, *systèmes de protection* indiqués à l'alinéa 4.2.1 de la section Applicabilité ci-dessus.

1.1 répertorier chacun des *systèmes électroniques BES* à impact élevé, selon la section 1 de l'annexe 1, s'il y en a, dans chaque actif ;

1.2 répertorier chacun des *systèmes électroniques BES* à impact moyen, selon la section 2 de l'annexe 1, s'il y en a, dans chaque actif ; et

1.3 répertorier chaque actif qui comporte un *système électronique BES* à impact faible, selon la section 3 de l'annexe 1, s'il y en a (une liste des *systèmes électroniques BES* à impact faible n'est pas exigée).

Annexe 1, critère 2.1

2. **Impact moyen (M)**

Chaque *système électronique BES,* non inclus dans la section 1 ci-dessus, associé à un des éléments suivants :

2.1 Production en service, pour chaque ensemble de groupes de production à une même centrale, dont la puissance active nominale nette totale la plus élevée des 12 mois civils précédents est de 1 500 MW ou plus dans une même *Interconnexion*. Pour chaque ensemble de groupes de production, les seuls *systèmes électroniques BES* qui répondent à ce critère sont les *systèmes électroniques BES* partagés qui pourraient, dans un délai de 15 minutes, avoir un impact négatif sur l'exploitation fiable de toute combinaison de groupes de production qui, ensemble, représentent 1 500 MW ou plus dans une même *Interconnexion*.

Questions

Energy Sector Security Consortium, Inc. (EnergySec) a présenté une demande d'interprétation (RFI) afin d'obtenir une clarification du critère 2.1 de l'annexe 1 de la norme de fiabilité CIP-002-5.1 relativement à l'expression « *systèmes électroniques BES* partagés ».

L'équipe chargée de rédiger l'interprétation a dégagé de la demande d'interprétation les questions suivantes :

1. L'expression « *systèmes électroniques BES* partagés » implique-t-elle que l'évaluation selon le critère 2.1 doit être faite individuellement pour chaque *système électronique BES* à une même centrale, ou collectivement pour les groupes de *systèmes électroniques BES* ?
2. L'expression « *systèmes électroniques BES* partagés » désigne-t-elle des *systèmes électroniques BES* distincts qui sont partagés entre plusieurs groupes de production, ou des groupes de *systèmes électroniques BES* qui pourraient collectivement avoir un impact sur plusieurs groupes de production ?
3. Si cette expression désigne des groupes de *systèmes électroniques BES* pris collectivement, quel critère doit-on appliquer pour déterminer quels *systèmes électroniques BES* doivent former un groupe aux fins d'une évaluation collective ?

Réponses

Question 1 : L'expression « *systèmes électroniques BES* partagés » implique-t-elle que l'évaluation selon le critère 2.1 doit être faite individuellement pour chaque *système électronique BES* à une même centrale, ou collectivement pour les groupes de *systèmes électroniques BES* ?

L'évaluation visant à déterminer si un *système électronique BES* est partagé doit être faite individuellement pour chaque *système électronique BES*. Il n'existe dans le texte de la norme CIP-002-5.1 aucune mention ni obligation de grouper les *systèmes électroniques BES*. L'alinéa 1.2 de l'exigence E1 stipule : « répertorier <u>chacun</u> des *systèmes électroniques BES* à impact moyen, selon la section 2 de l'annexe 1... ». Par ailleurs, le préambule de la section 2 de l'annexe 1 de la norme CIP-002-5.1 stipule : « <u>chaque *système électronique BES*</u>, non inclus dans la section 1 ci-dessus, associé à un des éléments suivants ». (soulignements ajoutés)

En outre, la section Contexte de la norme CIP-002-5.1 stipule : « Il est laissé à la discrétion de l'entité responsable de déterminer le niveau de granularité pour délimiter un *système électronique BES*, compte tenu des conditions de la définition de *système électronique BES* ». La section Contexte stipule également ce qui suit :

> « L'entité responsable devrait prendre en considération le contexte opérationnel et le cadre de gestion lorsqu'elle définit les limites d'un *système électronique BES*, de manière à maximiser l'efficience de son fonctionnement sécurisé. Définir des limites trop étroites pourrait entraîner des redondances dans les processus administratifs et les autorisations, tandis que définir des limites trop larges pourrait rendre le

fonctionnement sécurisé du *système électronique BES* difficile à surveiller et à évaluer. »

Question 2 : L'expression « *systèmes électroniques BES* partagés » désigne-t-elle des *systèmes électroniques BES* distincts qui sont partagés entre plusieurs groupes de production, ou des groupes de *systèmes électroniques BES* qui pourraient collectivement avoir un impact sur plusieurs groupes de production ?

L'expression « *systèmes électroniques BES* partagés » désigne des *systèmes électroniques BES* distincts qui sont partagés entre plusieurs groupes de production.

L'emploi du mot « partagé » est également clarifié dans le document de questions et réponses (FAQ) publié par la NERC afin d'encadrer la mise en œuvre des normes de fiabilité CIP. La réponse à la question 49 stipule ce qui suit :

> « Les *systèmes électroniques BES* partagés sont ceux qui sont associés à toute combinaison de groupes de production dans une même *Interconnexion*, comme il est indiqué aux critères 2.1 et 2.2 d'évaluation du degré d'impact de l'annexe 1 de la norme CIP-002-5.1. Pour le critère 2.1 : « *systèmes électroniques BES* partagés qui pourraient, dans un délai de 15 minutes, avoir un impact négatif sur l'exploitation fiable de toute combinaison de groupes de production qui, ensemble, représentent 1 500 MW ou plus dans une même *Interconnexion* ». Pour le critère 2.2 : « *systèmes électroniques BES* partagés qui pourraient, dans un délai de 15 minutes, avoir un impact négatif sur l'exploitation fiable de toute combinaison de ressources qui au total représentent 1 000 Mvar ou plus ». Se reporter également au document *Lesson Learned – CIP-002-5.1 Requirement R1: Impact Rating of Generation Resource Shared BES Cyber Systems* (Leçons à retenir – Exigence E1 de la norme CIP-002-5.1 – Évaluation du degré d'impact des *systèmes électroniques BES* partagés entre plusieurs ressources de production), qui donne de plus amples précisions ainsi que des exemples. »

Question 3 : Si cette expression désigne des groupes de *systèmes électroniques BES* pris collectivement, quel critère doit-on appliquer pour déterminer quels *systèmes électroniques BES* doivent former un groupe aux fins d'une évaluation collective ?

Cette expression désigne des *systèmes électroniques BES* pris individuellement.

Annexe QC-CIP-002-5.1a
Dispositions particulières de la norme CIP-002-5.1a applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : Cybersécurité — Catégorisation des systèmes électroniques BES

2. Numéro : CIP-002-5.1a

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP) et aux installations spécifiées pour le *distributeur*. Dans l'application de cette norme, toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « BES » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « RTP » respectivement.

Exemptions additionnelles

Sont exemptés de l'application de la présente norme :

- Toute installation de production qui répond aux deux conditions suivantes : (1) la puissance nominale de l'installation est de 300 MVA ou moins et (2) aucun groupe de l'installation ne peut être synchronisé avec un réseau voisin.
- Postes élévateurs des installations de production identifiées au point précédent.

5. Date d'entrée en vigueur au Québec :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 15 mars 2019

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 15 mars 2019

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec :

1er avril 2019

Les dates de mises en application de la norme sont les mêmes que celles de la version CIP-002-5.1 :

Pour les entités qui possèdent des actifs classés critiques aux fins des normes CIP (version 1) :

- 1er avril 2019 pour les systèmes électroniques BES dont l'impact est « moyen » ou « élevé » ;

- 1er avril 2019 pour les systèmes électroniques BES dont l'impact est « faible ».

Pour les entités qui ne possèdent ni des actifs critiques aux fins de normes CIP (version 1), ni des installations de production à vocation industrielle:

- 1er avril 2019 pour les systèmes électroniques BES dont l'impact est « moyen » ou « élevé » ;
- 1er octobre 2019 pour les systèmes électroniques BES dont l'impact est « faible ».

Pour les entités qui possèdent des installations de production à vocation industrielle :

- 1er avril 2019 pour les systèmes électroniques BES dont l'impact est « moyen » ou « élevé » ;
- 1er avril 2020 pour les systèmes électroniques BES dont l'impact est « faible ».

6. Contexte : Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de l'application de la norme de fiabilité et de son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

CIP-002-5.1a — Annexe 1

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Raisonnement

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	15 mars 2019	Nouvelle annexe.	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Cybersécurité – Mécanismes de gestion de la sécurité

2. **Numéro :** CIP-003-8

3. **Objet :** Définir des mécanismes de gestion de la sécurité cohérents et viables qui établissent les responsabilités et l'imputabilité à l'égard de la protection des *systèmes électroniques BES* contre les compromissions qui pourraient entraîner un fonctionnement incorrect ou des instabilités dans le *système de production-transport d'électricité* (*BES*).

4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles : Dans le contexte de la présente norme, les entités fonctionnelles indiquées ci-après sont appelées collectivement « entités responsables ». Si certaines exigences visent plus spécifiquement une entité fonctionnelle ou un sous-ensemble d'entités fonctionnelles, la ou les entités fonctionnelles sont précisées explicitement.

4.1.1. ***Responsable de l'équilibrage***

4.1.2. ***Distributeur*** qui possède un ou plusieurs des systèmes, *installations* et équipements suivants pour la protection ou la remise en charge du *BES* :

4.1.2.1. Système de délestage de *charge* en sous-fréquence (DSF) ou en sous-tension (DST) qui :

4.1.2.1.1. fait partie d'un programme de délestage de *charge* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'*entité régionale* ; et

4.1.2.1.2. effectue des délestages automatiques de *charge* de 300 MW ou plus sous la commande d'un système commun détenu par l'entité responsable, sans intervention humaine.

4.1.2.2. *Automatisme de réseau* (*RAS*) visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.1.2.3. *Système de protection* de réseau de *transport* (à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST) visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.1.2.4. *Chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des prochains groupes de production à démarrer.

4.1.3. ***Exploitant d'installation de production***

4.1.4. ***Propriétaire d'installation de production***

4.1.5. ***Coordonnateur de la fiabilité***

4.1.6. ***Exploitant de réseau de transport***

4.1.7. ***Propriétaire d'installation de transport***

4.2. ***Installations*** **:** Dans le contexte de la présente norme, les systèmes, *installations* et équipements suivants détenus par une entité responsable indiquée à la section 4.1 sont visés par ces exigences. Si certaines exigences visent plus spécifiquement un type ou un sous-ensemble de systèmes, d'*installations* ou d'équipements, ceux-ci sont précisés explicitement.

4.2.1. ***Distributeur*** : Chacun des systèmes, *installations*, et équipements suivants détenus par le *distributeur* pour la protection ou la remise en charge du *BES* :

4.2.1.1. Système de DSF ou de DST qui :

4.2.1.1.1. fait partie d'un programme de délestage de *charge* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'*entité régionale* ; et

4.2.1.1.2. effectue des délestages automatiques de *charge* de 300 MW ou plus sous la commande d'un système commun détenu par l'entité responsable, sans intervention humaine.

4.2.1.2. *Automatisme de réseau* (*RAS*) visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.2.1.3. *Système de protection* de réseau de *transport* (à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST) visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.2.1.4. *Chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des prochains groupes de production à démarrer.

4.2.2. **Entités responsables indiquées en 4.1, sauf les *distributeurs*** :

Toutes les *installations* du *BES*.

4.2.3. **Exemptions :** Sont exemptés de la norme CIP-003-8 :

4.2.3.1. Les *actifs électroniques* aux *installations* réglementées par la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

4.2.3.2. Les *actifs électroniques* associés aux réseaux de communication et aux liaisons d'échange de données entre *périmètres de sécurité électronique* (*ESP*) distincts.

4.2.3.3. Les systèmes, structures et composants régis par la U.S. Nuclear Regulatory Commission en vertu d'un plan de cybersécurité, conformément au règlement CFR 10, section 73.54.

4.2.3.4. Dans le cas des *distributeurs*, les systèmes et les équipements non mentionnés à la section 4.2.1 ci-dessus.

5. Dates d'entrée en vigueur :

Voir le plan de mise en œuvre de la norme CIP-003-8.

6. Contexte :

La norme CIP-003 fait partie d'une série de normes CIP sur la cybersécurité qui exigent l'inventaire et la catégorisation initiales des *systèmes électroniques BES* ainsi que des mesures organisationnelles, opérationnelles et administratives pour atténuer les risques aux *systèmes électroniques BES*.

Le mot « politique » désigne un ou plusieurs documents écrits qui servent à communiquer les buts, objectifs et attentes de gestion de l'entité responsable quant à la manière dont celle-ci entend protéger ses *systèmes électroniques BES*. L'adoption de politiques permet aussi d'établir un cadre de gouvernance global qui favorise le développement d'une culture de sécurité et de conformité aux lois, règlements et normes.

L'expression « processus documenté » désigne un ensemble de consignes spécifiques à l'entité responsable et visant à produire un résultat particulier. Cette expression n'implique pas de structure de nommage ou d'approbation au-delà de la formulation des exigences. Une entité doit inclure tout ce qu'elle juge nécessaire dans ses processus documentés, mais en s'assurant de bien couvrir les exigences pertinentes.

Les mots « programme » et « plan » sont parfois utilisés au lieu de « processus documenté », dans la mesure où la compréhension relève du bon sens. Par exemple, les processus documentés qui décrivent une réponse sont généralement appelés « plans » (plan d'action en cas d'incident, plan de rétablissement, etc.). De plus, un plan de sécurité peut décrire une approche comportant plusieurs procédures couvrant un thème étendu.

De même, le mot « programme » peut désigner la mise en œuvre générale par l'organisation de ses politiques, plans et procédures portant sur un thème donné. Le programme d'évaluation des risques liés au personnel et le programme de formation du personnel sont des exemples qui figurent dans les normes. La mise en œuvre complète des normes de fiabilité CIP sur la cybersécurité pourrait aussi être appelée « programme ». Toutefois, les mots « programme » et « plan » n'impliquent pas d'exigences supplémentaires au-delà de ce qui est indiqué dans les normes.

Les entités responsables peuvent mettre en œuvre des moyens communs qui répondent aux besoins de plusieurs *systèmes électroniques BES* à impact élevé, moyen et faible. Par exemple, un même programme de sensibilisation à la cybersécurité pourrait répondre aux exigences en formation du personnel concernant plusieurs *systèmes électroniques BES*.

Les mesures présentent des exemples de pièces justificatives attestant la documentation et la mise en œuvre de l'exigence. Ces mesures servent à fournir des conseils aux entités sur ce qui peut constituer des dossiers de conformité acceptables et ne doivent pas être considérées comme une liste exhaustive.

Dans l'ensemble des normes, sauf indication particulière, les éléments présentés dans les exigences et les mesures sous forme de liste à puces sont liés par l'opérateur « ou », et les éléments présentés sous forme de liste numérotée sont liés par l'opérateur « et ».

Plusieurs références de la section Applicabilité utilisent un seuil de 300 MW pour les systèmes de DSF et de DST. Ce seuil particulier de 300 MW pour les systèmes de DSF et de DST provient de la version 1 des normes CIP sur la cybersécurité. Ce seuil demeure à 300 MW puisqu'il concerne spécifiquement les systèmes de DST et de DSF, qui constituent des efforts de dernier recours pour sauver le *BES*. Un examen des tolérances des systèmes de DSF définies dans les normes de fiabilité régionales pour les exigences des programmes de DSF à ce jour indique que

la valeur historique de 300 MW représente une valeur de seuil adéquate et raisonnable pour les tolérances d'exploitation admissibles des systèmes de DSF.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque entité responsable doit réexaminer et faire approuver par un *cadre supérieur CIP*, au moins une fois tous les 15 mois civils, une ou plusieurs politiques de cybersécurité documentées qui, collectivement, couvrent les thèmes suivants :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

1.1. Pour ses *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen, le cas échéant :

1.1.1. personnel et formation (CIP-004) ;

1.1.2. *périmètres de sécurité électronique* (CIP-005), y compris l'*accès distant interactif ;*

1.1.3. sécurité physique des *systèmes électroniques BES* (CIP-006) ;

1.1.4. gestion de la sécurité des systèmes (CIP-007) ;

1.1.5. déclaration des incidents et planification des mesures d'intervention (CIP-008) ;

1.1.6. plans de rétablissement des *systèmes électroniques BES* (CIP-009) ;

1.1.7. gestion des changements de configuration et analyses de vulnérabilité (CIP-010) ;

1.1.8. protection de l'information (CIP-011) ; et

1.1.9. déclaration des *circonstances CIP exceptionnelles* et mesures d'intervention.

1.2. Pour ses actifs qui comportent des *systèmes électroniques BES* à impact faible selon les critères de la norme CIP-002, le cas échéant :

1.2.1. sensibilisation à la cybersécurité ;

1.2.2. mesures de sécurité physique ;

1.2.3. contrôle des accès électroniques ;

1.2.4. intervention en cas d'*incident de cybersécurité* ;

1.2.5. atténuation des risques liés à l'introduction de programmes malveillants à partir d'*actifs électroniques temporaires* et de *supports de stockage amovibles* ; et

1.2.6. déclaration des *circonstances CIP exceptionnelles* et mesures d'intervention.

M1. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents de politique ; historique de révisions, dossiers d'examen ou preuves de flux de travail provenant d'un système de gestion documentaire qui attestent le réexamen de chaque politique de cybersécurité au moins une fois tous les 15 mois civils ; et approbation documentée de chaque politique de cybersécurité par le *cadre supérieur CIP*.

E2. Chaque entité responsable qui détient au moins un actif comportant des *systèmes électroniques BES* à impact faible, selon les critères de la norme CIP-002, doit mettre en œuvre pour ses *systèmes électroniques BES* à impact faible un ou plusieurs plans de cybersécurité documentés comprenant toutes les sections de l'annexe 1.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

Remarque : Un inventaire, une liste ou une désignation distincte des *systèmes électroniques BES* à impact faible ou de leurs *actifs électroniques BES* n'est pas exigé. Des listes d'utilisateurs autorisés ne sont pas exigées.

M2. Les pièces justificatives doivent comporter chacun des plans de cybersécurité qui, collectivement, couvrent toutes les sections de l'annexe 1 ; d'autres pièces justificatives doivent attester la mise en œuvre des plans de cybersécurité. L'annexe 2 présente d'autres exemples de pièces justificatives pour chacune des sections de l'annexe 1.

E3. Chaque entité responsable doit désigner nominativement un *cadre supérieur CIP* et documenter tout changement dans un délai de 30 jours civils suivant le changement.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M3. Exemple non limitatif de pièce justificative : document daté et approuvé par un haut dirigeant indiquant le nom de la personne désignée comme *cadre supérieur CIP*.

E4. L'entité responsable doit mettre en œuvre un processus documenté de délégation de pouvoirs, sauf en l'absence de toute délégation. Dans les cas permis par les normes CIP, le *cadre supérieur CIP* peut déléguer ses pouvoirs relatifs à certains actes à un ou plusieurs délégataires. Ces délégations doivent être documentées, et comprendre notamment le nom ou le titre du délégataire, les actes délégués et la date de la délégation ; être approuvées par le *cadre supérieur CIP* ; et être mises à jour dans un délai de 30 jours suivant tout changement à la délégation. Il n'est pas nécessaire de réaffirmer les changements de délégation en cas de changement de délégant.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

M4. Exemple non limitatif de pièce justificative : document daté et approuvé par le *cadre supérieur CIP* indiquant la ou les personnes (nom ou titre) auxquelles est délégué le pouvoir d'approuver ou d'autoriser des actions décrites explicitement.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité responsable doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête :

- Chaque entité responsable doit conserver des pièces justificatives pour chaque exigence de la présente norme pendant trois années civiles.
- Si une entité responsable est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.
- Le *CEA* doit conserver les derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.3. Processus de surveillance de la conformité et d'application des normes

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations de non-conformité

Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (CIP-003-8)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.	**Planification de l'exploitation**	**Moyen**	L'entité responsable a documenté et mis en œuvre une ou plusieurs politiques de cybersécurité pour ses *systèmes électroniques BES* à impact élevé et moyen, mais en omettant l'un des neuf thèmes indiqués à l'exigence E1. (E1.1) OU L'entité responsable a terminé le réexamen de sa ou ses politiques de cybersécurité documentées pour ses *systèmes électroniques BES* à impact élevé et moyen selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 15 mois civils et d'au plus 16 mois civils suivant le réexamen précédent. (E1.1) OU L'entité responsable a fait approuver par le *cadre supérieur CIP* sa ou ses politiques de cybersécurité documentées pour ses *systèmes électroniques*	L'entité responsable a documenté et mis en œuvre une ou plusieurs politiques de cybersécurité pour ses *systèmes électroniques BES* à impact élevé et moyen, mais en omettant deux des neuf thèmes indiqués à l'exigence E1. (E1.1) OU L'entité responsable a terminé le réexamen de sa ou ses politiques de cybersécurité documentées pour ses *systèmes électroniques BES* à impact élevé et moyen selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 16 mois civils et d'au plus 17 mois civils suivant le réexamen précédent. (E1.1) OU L'entité responsable a fait approuver par le *cadre supérieur CIP* sa ou ses politiques de cybersécurité documentées pour ses *systèmes électroniques*	L'entité responsable a documenté et mis en œuvre une ou plusieurs politiques de cybersécurité pour ses *systèmes électroniques BES* à impact élevé et moyen, mais en omettant trois des neuf thèmes indiqués à l'exigence E1. (E1.1) OU L'entité responsable a terminé le réexamen de sa ou ses politiques de cybersécurité documentées pour ses *systèmes électroniques BES* à impact élevé et moyen selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 17 mois civils et d'au plus 18 mois civils suivant le réexamen précédent. (E1.1) OU L'entité responsable a fait approuver par le *cadre supérieur CIP* sa ou ses politiques de cybersécurité documentées pour ses *systèmes électroniques*	L'entité responsable a documenté et mis en œuvre une ou plusieurs politiques de cybersécurité pour ses *systèmes électroniques BES* à impact élevé et moyen, mais en omettant au moins quatre des neuf thèmes indiqués à l'exigence E1. (E1.1) OU L'entité responsable n'avait aucune politique de cybersécurité documentée pour ses *systèmes électroniques BES* à impact élevé et moyen, comme le prescrit l'exigence E1. (E1.1) OU L'entité responsable n'a pas terminé le réexamen de sa ou ses politiques de cybersécurité selon l'exigence E1 dans un délai de 18 mois civils suivant le réexamen précédent. (E1) OU L'entité responsable n'a pas fait approuver par le *cadre*

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (CIP-003-8)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			BES à impact élevé et moyen selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 15 mois civils et d'au plus 16 mois civils suivant l'approbation précédente. (E1.1) OU L'entité responsable a documenté une ou plusieurs politiques de cybersécurité pour ses actifs qui comportent des *systèmes électroniques BES* à impact faible selon les critères de la norme CIP-002, mais en omettant un des six thèmes indiqués à l'exigence E1. (E1.2) OU L'entité responsable a terminé le réexamen, selon l'exigence E1, de sa ou ses politiques de cybersécurité documentées pour ses actifs qui comportent des *systèmes électroniques BES* à impact faible selon les critères de la norme CIP-002, mais dans un délai de plus de 15 mois civils et d'au plus 16 mois civils	*BES* à impact élevé et moyen selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 16 mois civils et d'au plus 17 mois civils suivant l'approbation précédente. (E1.1) OU L'entité responsable a documenté une ou plusieurs politiques de cybersécurité pour ses actifs qui comportent des *systèmes électroniques BES* à impact faible selon les critères de la norme CIP-002, mais en omettant deux des six thèmes indiqués à l'exigence E1. (E1.2) OU L'entité responsable a terminé le réexamen, selon l'exigence E1, de sa ou ses politiques de cybersécurité documentées pour ses actifs qui comportent des *systèmes électroniques BES* à impact faible selon les critères de la norme CIP-002, mais dans un délai de plus de 16 mois civils et	*BES* à impact élevé et moyen selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 17 mois civils et d'au plus 18 mois civils suivant l'approbation précédente. (E1) OU L'entité responsable a documenté une ou plusieurs politiques de cybersécurité pour ses actifs qui comportent des *systèmes électroniques BES* à impact faible selon les critères de la norme CIP-002, mais en omettant trois des six thèmes indiqués à l'exigence E1. (E1.2) OU L'entité responsable a terminé le réexamen, selon l'exigence E1, de sa ou ses politiques de cybersécurité documentées pour ses actifs qui comportent des *systèmes électroniques BES* à impact faible selon les critères de la norme CIP-002, mais dans un délai de plus de 17 mois civils et	*supérieur CIP* sa ou ses politiques de cybersécurité documentées pour ses *systèmes électroniques BES* à impact élevé et moyen selon l'exigence E1 dans un délai de 18 mois civils suivant l'approbation précédente. (E1.1) OU L'entité responsable a documenté une ou plusieurs politiques de cybersécurité pour ses actifs qui comportent des *systèmes électroniques BES* à impact faible selon les critères de la norme CIP-002, mais en omettant au moins quatre des six thèmes indiqués à l'exigence E1. (E1.2) OU L'entité responsable n'avait aucune politique de cybersécurité documentée, selon l'exigence E1, pour ses actifs qui comportent des *systèmes électroniques BES* à impact faible selon les

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (CIP-003-8)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			suivant le réexamen précédent. (E1.2) OU L'entité responsable a fait approuver par le *cadre supérieur CIP*, selon l'exigence E1, sa ou ses politiques de cybersécurité documentées pour ses actifs qui comportent des *systèmes électroniques BES* à impact faible selon les critères de la norme CIP-002, mais dans un délai de plus de 15 mois civils et d'au plus 16 mois civils suivant l'approbation précédente. (E1.2)	d'au plus 17 mois civils suivant le réexamen précédent. (E1.2) OU L'entité responsable a fait approuver par le *cadre supérieur CIP*, selon l'exigence E1, sa ou ses politiques de cybersécurité documentées pour ses actifs qui comportent des *systèmes électroniques BES* à impact faible selon les critères de la norme CIP-002, mais dans un délai de plus de 16 mois civils et d'au plus 17 mois civils suivant l'approbation précédente. (E1.2)	d'au plus 18 mois civils suivant le réexamen précédent. (E1.2) OU L'entité responsable a fait approuver par le *cadre supérieur CIP*, selon l'exigence E1, sa ou ses politiques de cybersécurité documentées pour ses actifs qui comportent des *systèmes électroniques BES* à impact faible selon les critères de la norme CIP-002, mais dans un délai de plus de 17 mois civils et d'au plus 18 mois civils suivant l'approbation précédente. (E1.2)	critères de la norme CIP-002. (E1.2) OU L'entité responsable n'a pas fait approuver par le *cadre supérieur CIP*, selon l'exigence E1, sa ou ses politiques de cybersécurité documentées pour ses actifs qui comportent des *systèmes électroniques BES* à impact faible selon les critères de la norme CIP-002 dans un délai de 18 mois civils suivant l'approbation précédente. (E1.2)
E2.	**Planification de l'exploitation**	**Faible**	L'entité responsable a documenté son ou ses plans de cybersécurité pour ses actifs comportant des *systèmes électroniques BES* à impact faible, mais n'a pas documenté son plan de sensibilisation à la cybersécurité conformément à la section 1 de l'annexe 1	L'entité responsable a documenté son ou ses plans de cybersécurité pour ses actifs comportant des *systèmes électroniques BES* à impact faible, mais n'a pas fait de rappel des pratiques de cybersécurité au moins une fois tous les 15 mois civils conformément à la section 1 de l'annexe 1	L'entité responsable a documenté le contrôle des accès physiques pour ses actifs comportant des *systèmes électroniques BES* à impact faible, mais n'a pas mis en place les mesures de sécurité physique conformément à la section 2 de l'annexe 1 portant sur l'exigence E2. (E2)	L'entité responsable n'a pas documenté et mis en œuvre un ou plusieurs plans de cybersécurité pour ses actifs comportant des *systèmes électroniques BES* à impact faible conformément à l'annexe 1 portant sur l'exigence E2. (E2)

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (CIP-003-8)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			portant sur l'exigence E2. (E2) OU L'entité responsable a mis en place un contrôle des accès électroniques, mais n'a pas documenté son ou ses plans de cybersécurité concernant le contrôle des accès électroniques conformément à la section 3 de l'annexe 1 portant sur l'exigence E2. (E2) OU L'entité responsable a documenté son ou ses plans de cybersécurité pour ses actifs comportant des *systèmes électroniques BES* à impact faible, mais n'a pas documenté un ou plusieurs plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* conformément à la section 4 de l'annexe 1 portant sur l'exigence E2. (E2) OU	portant sur l'exigence E2. (E2) OU L'entité responsable a documenté son ou ses plans de cybersécurité pour ses actifs comportant des *systèmes électroniques BES* à impact faible, mais n'a pas documenté de mesures de sécurité physique conformément à la section 2 de l'annexe 1 portant sur l'exigence E2. (E2) OU L'entité responsable a documenté son ou ses plans de cybersécurité pour ses actifs comportant des *systèmes électroniques BES* à impact faible, mais n'a pas documenté de mesures de contrôle des accès électroniques conformément à la section 3 de l'annexe 1 portant sur l'exigence E2. (E2) OU	OU L'entité responsable a documenté son ou ses plans de cybersécurité pour le contrôle des accès électroniques à ses actifs comportant des *systèmes électroniques BES* à impact faible, mais n'a pas limité les communications aux seuls accès entrants et sortants nécessaires conformément à la section 3.1 de l'annexe 1 portant sur l'exigence E2. (E2) OU L'entité responsable a documenté un ou plusieurs plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* dans le cadre de son ou ses plans de cybersécurité pour ses actifs comportant des *systèmes électroniques BES* à impact faible, mais n'a pas mis à l'essai chaque plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* au moins une fois tous les 36 mois civils conformément à la	

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (CIP-003-8)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			L'entité responsable a documenté un ou plusieurs plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* dans le cadre de son ou ses plans de cybersécurité pour ses actifs comportant des *systèmes électroniques BES* à impact faible, mais n'a pas mis à jour chaque plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* dans un délai de 180 jours conformément à la section 4 de l'annexe 1 portant sur l'exigence E2. (E2) OU L'entité responsable a documenté son ou ses plans concernant les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles*, mais n'a pas géré ses *actifs électroniques temporaires* conformément à la section 5.1 de l'annexe 1 portant sur l'exigence E2. (E2) OU L'entité responsable a documenté son ou ses plans	L'entité responsable a documenté son ou ses plans de cybersécurité portant sur le contrôle des accès électroniques, mais n'a pas mis en place une authentification pour toute *connectivité par lien commuté* donnant accès à un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible, selon les capacités de l'*actif électronique*, conformément à la section 3.2 de l'annexe 1 portant sur l'exigence E2. (E2) OU L'entité responsable a documenté un ou plusieurs plans d'intervention en cas d'incident dans le cadre de son ou ses plans de cybersécurité pour ses actifs comportant des *systèmes électroniques BES* à impact faible, mais n'a pas inclus le processus de détection, de classement et d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* conformément à la section 4 de l'annexe 1	section 4 de l'annexe 1 portant sur l'exigence E2. (E2) OU L'entité responsable a documenté le processus consistant à déterminer si un *incident de cybersécurité* constaté est un *incident de cybersécurité à déclarer*, mais n'a pas avisé l'Electricity Information Sharing and Analysis Center (E-ISAC) conformément à la section 4 de l'annexe 1 portant sur l'exigence E2. (E2) OU L'entité responsable a documenté son ou ses plans pour les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles*, mais n'a pas mis en place de mesures pour atténuer le risque lié à l'introduction de programmes malveillants à partir d'*actifs électroniques temporaires* gérés par l'entité responsable conformément à la section 5.1 de	

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (CIP-003-8)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			concernant les *actifs électroniques temporaires*, mais n'a pas documenté les mesures applicables aux *supports de stockage amovibles* conformément à la section 5.3 de l'annexe 1 portant sur l'exigence E2. (E2)	portant sur l'exigence E2. (E2) OU L'entité responsable a documenté son ou ses plans de cybersécurité pour ses actifs comportant des *systèmes électroniques BES* à impact faible, mais n'a pas documenté le processus consistant à déterminer si un *incident de cybersécurité* constaté est un *incident de cybersécurité à déclarer*, puis à en aviser l'Electricity Information Sharing and Analysis Center (E-ISAC) conformément à la section 4 de l'annexe 1 portant sur l'exigence E2. (E2) OU L'entité responsable a documenté son ou ses plans pour les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles*, mais n'a pas documenté de mesures pour atténuer le risque lié à l'introduction de programmes malveillants à partir d'*actifs électroniques*	l'annexe 1 portant sur l'exigence E2. (E2) OU L'entité responsable a documenté son ou ses plans pour les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles*, mais n'a pas mis en place de mesures pour atténuer le risque lié à l'introduction de programmes malveillants à partir d'*actifs électroniques temporaires* gérés par une tierce partie autre que l'entité responsable conformément à la section 5.2 de l'annexe 1 portant sur l'exigence E2. (E2) OU L'entité responsable a documenté son ou ses plans pour les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles*, mais n'a pas mis en place de mesures pour neutraliser la menace d'un programme malveillant détecté sur un *support de stockage amovible* avant de	

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (CIP-003-8)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				temporaires gérés par l'entité responsable conformément aux sections 5.1 et 5.3 de l'annexe 1 portant sur l'exigence E2. (E2) OU L'entité responsable a documenté son ou ses plans pour les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles*, mais n'a pas documenté de mesures pour atténuer le risque lié à l'introduction de programmes malveillants à partir d'*actifs électroniques temporaires* gérés par une tierce partie autre que l'entité responsable conformément à la section 5.2 de l'annexe 1 portant sur l'exigence E2. (E2) OU L'entité responsable a documenté son ou ses plans concernant les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles*, mais n'a pas mis en place de mesures	connecter celui-ci à un *système électronique BES* à impact faible conformément à la section 5.3 de l'annexe 1 portant sur l'exigence E2. (E2)	

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (CIP-003-8)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				applicables aux *supports de stockage amovibles* conformément à la section 5.3 de l'annexe 1 portant sur l'exigence E2. (E2)		
E3.	**Planification de l'exploitation**	**Moyen**	L'entité responsable a désigné nominativement un *cadre supérieur CIP*, mais a documenté un changement concernant celui-ci dans un délai de plus de 30 jours civils et de moins de 40 jours civils suivant ce changement. (E3)	L'entité responsable a désigné nominativement un *cadre supérieur CIP*, mais a documenté un changement concernant celui-ci dans un délai de plus de 40 jours civils et de moins de 50 jours civils suivant ce changement. (E3).	L'entité responsable a désigné nominativement un *cadre supérieur CIP*, mais a documenté un changement concernant celui-ci dans un délai de plus de 50 jours civils et de moins de 60 jours civils suivant ce changement. (E3).	L'entité responsable n'a pas désigné nominativement un *cadre supérieur CIP*. OU L'entité responsable a désigné nominativement un *cadre supérieur CIP*, mais n'a pas documenté un changement concernant celui-ci dans un délai de 60 jours civils suivant ce changement. (E3)

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (CIP-003-8)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4.	**Planification de l'exploitation**	**Faible**	L'entité responsable a désigné un délégataire en indiquant son nom, son titre, la date de la délégation et les actes délégués, mais a documenté un changement à la délégation dans un délai de plus de 30 jours civils et de moins de 40 jours civils suivant ce changement. (E4)	L'entité responsable a désigné un délégataire en indiquant son nom, son titre, la date de la délégation et les actes délégués, mais a documenté un changement à la délégation dans un délai de plus de 40 jours civils et de moins de 50 jours civils suivant ce changement. (E4)	L'entité responsable a désigné un délégataire en indiquant son nom, son titre, la date de la délégation et les actes délégués, mais a documenté un changement à la délégation dans un délai de plus de 50 jours civils et de moins de 60 jours civils suivant ce changement. (E4)	L'entité responsable a délégué des pouvoirs relatifs à des actes autorisés par les normes CIP, mais n'a pas mis en œuvre de processus pour la délégation des actes du *cadre supérieur CIP*. (E4) OU L'entité responsable a désigné un délégataire en indiquant son nom, son titre, la date de la délégation et les actes délégués, mais n'a pas documenté un changement à la délégation dans un délai de 60 jours civils suivant le changement. (E4)

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	16 janvier 2006	E3.2 — Remplacement de « Control Center » par « control center ».	24 mars 2006
2	30 septembre 2009	Modifications visant à clarifier les exigences et à mettre les éléments de conformité en concordance avec les plus récentes directives sur l'établissement des éléments de conformité des normes. Suppression de la mention sur la prise en compte des considérations d'affaires. Remplacement de l'organisation régionale de fiabilité par l'*entité régionale* comme entité responsable. Reformulation de la date d'entrée en vigueur. Remplacement de « *responsable de la surveillance de la conformité* » par « *responsable des mesures pour assurer la conformité* ».	
3	16 décembre 2009	Changement du numéro de version de -2 à -3. Dans l'exigence E1.6, suppression de la phrase concernant le retrait du service d'un composant ou d'un système aux fins d'essais, en réponse à l'ordonnance de la FERC du 30 septembre 2009.	
3	16 décembre 2009	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	
3	31 mars 2010	Approbation par la FERC.	

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
4	24 janvier 2011	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	
5	26 novembre 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Modification en coordination avec les autres normes CIP et révision du format selon le modèle RBS.
5	22 novembre 2013	Ordonnance de la FERC approuvant la norme CIP-003-5.	
6	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Mise en œuvre de deux prescriptions de l'ordonnance 791 de la FERC concernant l'obligation de « détecter, évaluer et corriger » ainsi que les réseaux de communication
6	12 février 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Remplacement de la version adoptée par le Conseil le 13 novembre 2014. La version à jour met en œuvre des prescriptions en instance de l'ordonnance 791 relativement aux actifs temporaires et aux *systèmes électroniques BES* à impact faible.
6	21 janvier 2016	Ordonnance de la FERC approuvant la norme CIP-003-6 (dossier RM15-14-000).	
7	9 février 2017	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révision en réponse à des prescriptions de l'ordonnance 822 de la FERC concernant 1) la définition de *LERC* et 2) les actifs temporaires.

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
7	19 avril 2018	Ordonnance de la FERC approuvant la norme CIP-003-7 (dossier RM17-11-000).	
8	9 mai 2019	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Suppression des références aux plans de défense. Changements en réponse aux prescriptions de l'ordonnance 843 de la FERC concernant l'atténuation des risques liés aux programmes malveillants.
8	31 juillet 2019	Ordonnance de la FERC approuvant la norme CIP-003-8 (dossier RD19-5-000).	

Annexe 1

Exigences des plans de cybersécurité pour les actifs comportant des *systèmes électroniques BES* à impact faible

Les entités responsables doivent intégrer chacune des sections suivantes aux plans de cybersécurité prescrits à l'exigence E2.

Les entités responsables dont les *systèmes électroniques BES* appartiennent à plusieurs catégories d'impact peuvent utiliser les politiques, procédures et processus adoptés pour leurs *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen pour leurs plans de cybersécurité visant les systèmes à faible impact. Chaque entité responsable peut élaborer des plans de cybersécurité pour des actifs individuels ou pour des groupes d'actifs.

Section 1. Sensibilisation à la cybersécurité : Chaque entité responsable doit rappeler, au moins une fois tous les 15 mois civils, les pratiques de cybersécurité (lesquelles peuvent comprendre des pratiques de sécurité physiques connexes).

Section 2. Mesures de sécurité physique : Chaque entité responsable doit contrôler l'accès physique, d'après les besoins qu'elle détermine elle-même, 1) à l'actif ou aux emplacements des *systèmes électroniques BES* à impact faible à l'intérieur de l'actif, et 2) à tout *actif électronique* qu'elle décide d'affecter, conformément à la section 3.1, au contrôle des accès électroniques.

Section 3. Contrôle des accès électroniques : Pour chaque actif comportant un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible selon les critères de la norme CIP-002, l'entité responsable doit mettre en place un contrôle des accès électroniques qui :

3.1 autorisent uniquement les accès entrants et sortants nécessaires, selon l'évaluation de l'entité responsable, pour toute communication :

i. entre un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible et tout *actif électronique* situé à l'extérieur de l'actif comportant un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible ;

ii. assurée par un protocole routable en entrée ou en sortie de l'actif comportant le ou les *systèmes électroniques BES* à impact faible ; et

iii. ne servant pas à des fonctions de commande ou de protection à délai critique entre des dispositifs électroniques intelligents (par exemple, des communications utilisant le protocole R-GOOSE de la norme CEI TR-61850-90-5) ;

3.2 authentifient toute *connectivité par lien commuté* donnant accès à des *systèmes électroniques BES* à impact faible, selon les capacités de l'*actif électronique*.

Section 4. Intervention en cas d'*incident de cybersécurité* : Chaque entité responsable doit avoir un ou plusieurs plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*, par actif ou par groupe d'actifs, qui doivent comprendre :

4.1 la détection et le classement des *incidents de cybersécurité*, ainsi que les mesures d'intervention ;

4.2 le processus consistant à déterminer si un *incident de cybersécurité* détecté est un *incident de cybersécurité à déclarer*, puis à en aviser l'Electricity Information Sharing and Analysis Center (E-ISAC), à moins que la loi ne l'interdise ;

4.3 l'établissement des rôles et responsabilités des groupes ou des personnes chargés d'intervenir en cas d'*incident de cybersécurité* ;

4.4 la gestion des *incidents de cybersécurité* ;

4.5 la mise à l'essai des plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* au moins une fois tous les 36 mois civils : 1) en répondant à un *incident de cybersécurité à déclarer* réel ; 2) en effectuant un exercice d'entraînement ou sur table de réponse à un *incident de cybersécurité à déclarer* ; ou 3) en effectuant un exercice opérationnel de réponse à un *incident de cybersécurité à déclarer* ; et

4.6 la mise à jour des plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*, au besoin, dans les 180 jours civils suivant la mise à l'essai d'un plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* ou suivant un *incident de cybersécurité à déclarer* réel.

Section 5. Atténuation des risques liés à l'introduction de programmes malveillants à partir d'*actifs électroniques temporaires* ou de *supports de stockage amovibles* : Chaque entité responsable doit mettre en œuvre, sauf en cas de *circonstances CIP exceptionnelles*, un ou des plans visant à réaliser l'objectif d'atténuer le risque lié à l'introduction de programmes malveillants dans les *systèmes électroniques BES* à impact faible à partir d'*actifs électroniques temporaires* ou de *supports de stockage amovibles*. Ce ou ces plans doivent comprendre :

5.1 pour tout *actif électronique temporaire* géré par l'entité responsable, le recours à un ou plusieurs des moyens suivants, utilisés en permanence ou à la demande (selon les capacités de l'*actif électronique temporaire*) :

- logiciel antivirus, avec mises à jour manuelles ou systématiques des signatures ou des séquences de code ;
- liste blanche d'applications ; ou
- autres moyens d'atténuer le risque lié à l'introduction de programmes malveillants ;

5.2 pour tout *actif électronique temporaire* géré par une tierce partie autre que l'entité responsable :

5.2.1 l'application d'une ou de plusieurs des mesures suivantes avant de connecter l'*actif électronique temporaire* à un *système électronique BES* à impact faible (selon les capacités de l'*actif électronique temporaire*) :

- examen du degré de maintien à jour de l'antivirus ;
- examen de la procédure de mise à jour de l'antivirus adoptée par la tierce partie ;
- examen de l'utilisation par la tierce partie de listes blanches d'applications ;
- examen de l'utilisation de systèmes d'exploitation et de logiciels exécutables uniquement à partir de supports non inscriptibles ;

- examen des mesures de renforcement du système d'exploitation adoptées par la tierce partie ; ou
- autres moyens d'atténuation du risque lié à l'introduction de programmes malveillants ;

5.2.2 pour toute méthode utilisée conformément à la section 5.2.1, les entités responsables doivent déterminer si des mesures d'atténuation supplémentaires sont nécessaires, et les mettre en œuvre avant de connecter l'*actif électronique temporaire* ;

5.3 pour les *supports de stockage amovibles*, le recours à chacun des moyens suivants :

5.3.1 mesures permettant de détecter les programmes malveillants sur les *supports de stockage amovibles* au moyen d'un *actif électronique* autre qu'un *système électronique BES* ; et

5.3.2 mesures permettant de neutraliser la menace d'un programme malveillant détecté sur un *support de stockage amovible* avant de connecter ce support à un *système électronique BES* à impact faible.

Annexe 2

Plans de cybersécurité pour les actifs comportant des *systèmes électroniques BES* à impact faible – Exemples de pièces justificatives

Section 1. Sensibilisation à la cybersécurité : Exemples non limitatifs de pièces justificatives pour la section 1 : documentation attestant que le rappel des pratiques de cybersécurité a été fait au moins une fois tous les 15 mois civils. Les pièces justificatives peuvent porter sur une ou plusieurs des méthodes suivantes :

- communications ciblées (courriels, notes de service, formation en ligne, etc.) ;
- communications générales indirectes (affiches, intranet, brochures, etc.) ; ou
- soutien et rappels de la direction (présentations, réunions, etc.).

Section 2. Mesures de sécurité physique : Exemples non limitatifs de pièces justificatives pour la section 2 :

- documentation des mécanismes de contrôle d'accès (carte d'accès, serrures, sécurisation de périmètre, etc.), des mesures de surveillance (systèmes d'alarme, surveillance humaine, etc.) ou d'autres mesures de sécurité physique de nature opérationnelle, administrative ou technique pour le contrôle de l'accès physique :
    a. à l'actif, s'il y a lieu, ou aux emplacements de *système électronique BES* à impact faible à l'intérieur de l'actif ; et
    b. à tout *actif électronique* désigné par l'entité responsable comme assurant un contrôle des accès électroniques selon la section 3.1 de l'annexe 1, s'il y a lieu.

Section 3. Contrôles des accès électroniques : Exemples non limitatifs de pièces justificatives pour la section 3 :

1. documentation attestant qu'à chaque actif ou groupe d'actifs comportant des *systèmes électroniques BES* à impact faible, toute communication routable entre un ou plusieurs de ces *systèmes électroniques BES* à impact faible et un ou des *actifs électroniques* à l'extérieur de l'actif en question est limitée par un contrôle des accès électroniques aux seuls accès électroniques entrants et sortants que l'entité responsable juge nécessaires, sauf si l'entité peut démontrer qu'il s'agit d'une communication utilisée pour des fonctions de commande ou de protection à délai critique entre des dispositifs électroniques intelligents. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : schémas montrant le contrôle des communications entrantes et sortantes entre le ou les *systèmes électroniques BES* à impact faible et un ou des *actifs électroniques* situés à l'extérieur de l'actif comportant ce ou ces *systèmes électroniques BES*, ou des listes de contrôle des accès électroniques mises en œuvre (contrôles d'accès par adresse IP, par ports ou par service, passerelles unidirectionnelles, etc.) ;
2. documentation du mécanisme d'authentification de la *connectivité par lien commuté* (appels sortants limités à un numéro préprogrammé pour la transmission de données, modems à fonction de rappel, modems télécommandés par le *centre de contrôle* ou la salle de commande, contrôle d'accès dans le *système électronique BES*, etc.).

Section 4. Intervention en cas d'*incident de cybersécurité :* Exemples non limitatifs de pièces justificatives pour la section 4 : documents datés (politiques, procédures, processus, etc.)

d'un ou de plusieurs plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* établis par actif ou par groupe d'actifs, qui comprennent les actions suivantes :

1. détecter les *incidents de cybersécurité*, les classer et y répondre ; déterminer si un *incident de cybersécurité* détecté est un *incident de cybersécurité à déclarer* et aviser l'Electricity Information Sharing and Analysis Center (E-ISAC) ;
2. établir et documenter les rôles et responsabilités des groupes ou des personnes chargés d'intervenir en cas d'*incident de cybersécurité* (déclenchement, documentation, surveillance, déclaration, etc.) ;
3. gérer les *incidents de cybersécurité* (confinement, élimination, reprise après incident ou résolution de l'incident, etc.) ;
4. mettre à l'essai le ou les plans, avec documents datés attestant qu'un essai a été fait au moins une fois tous les 36 mois civils ; et
5. mettre à jour au besoin les plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* dans les 180 jours civils suivant la mise à l'essai ou suivant un *incident de cybersécurité à déclarer* réel.

Section 5. Atténuation des risques liés à l'introduction de programmes malveillants à partir d'*actifs électroniques temporaires* ou de *supports de stockage amovibles* :

1. Exemples non limitatifs de pièces justificatives attestant la conformité avec la section 5.1 : documentation des moyens utilisés pour atténuer le risque lié à l'introduction de programmes malveillants, comme des logiciels antivirus et des processus de gestion des mises à jour des signatures ou des séquences de code, des pratiques de liste blanche d'applications, des processus de restriction des communications ou d'autres moyens d'atténuation appropriés. Si un *actif électronique temporaire* n'a pas la capacité de mettre en place certains moyens d'atténuation du risque lié à l'introduction de programmes malveillants, les pièces justificatives peuvent comprendre une documentation du fournisseur ou de l'entité responsable indiquant que l'*actif électronique temporaire* n'a pas cette capacité.
2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives attestant la conformité avec la section 5.2.1 : documentation provenant de systèmes de gestion des changements, courriels ou procédures qui documentent un examen du degré de maintien à jour des antivirus installés ; notes de service, courriels, documentation de système, politiques ou contrats d'une tierce partie autre que l'entité responsable qui décrivent le processus de mise à jour des antivirus, l'utilisation d'une liste blanche d'applications, l'utilisation de systèmes d'exploitation sur support externe ou le renforcement du système d'exploitation par la tierce partie ; pièces justificatives provenant de systèmes de gestion des changements, courriels ou contrats indiquant que l'entité responsable juge acceptables les pratiques de la tierce partie ; ou documentation d'autres moyens d'atténuation du risque lié à l'introduction de programmes malveillants pour les *actifs électroniques temporaires* gérés par la tierce partie. Si un *actif électronique temporaire* n'a pas la capacité de mettre en place certains moyens d'atténuation du risque lié à l'introduction de programmes malveillants, les pièces justificatives peuvent comprendre une documentation de l'entité responsable ou de la tierce partie indiquant que l'*actif électronique temporaire* n'a pas cette capacité.

Exemples non limitatifs de pièces justificatives attestant la conformité avec la section 5.2.2 de l'annexe 1 : documentation provenant de systèmes de gestion des changements, courriels ou contrats attestant qu'un examen a été effectué pour déterminer le besoin de mesures d'atténuation supplémentaires, et que ces mesures, le cas échéant, ont été mises en œuvre avant la connexion de l'*actif électronique temporaire* géré par une tierce partie autre que l'entité responsable.

3. Exemples non limitatifs de pièces justificatives attestant la conformité avec la section 5.3.1 : processus documentés des moyens de détection des programmes malveillants, comme les résultats de balayage paramétré pour les *supports de stockage amovibles* ou la mise en œuvre du balayage à la demande. Exemples non limitatifs de pièces justificatives attestant la conformité avec la section 5.3.2 : processus documentés des moyens d'atténuation du risque lié aux programmes malveillants détectés sur les *supports de stockage amovibles*, comme les journaux créés par les mécanismes de détection qui montrent les résultats du balayage et indiquent la neutralisation des programmes malveillants détectés sur les *supports de stockage amovibles*, ou une confirmation documentée par l'entité que les *supports de stockage amovibles* sont considérés comme exempts de tout programme malveillant.

Principes directeurs et fondements techniques

Section 4 – Portée de l'applicabilité des normes CIP sur la cybersécurité

La section 4. Applicabilité des normes présente de l'information importante pour aider les entités responsables à déterminer la portée d'application des exigences CIP sur la cybersécurité.

La section 4.1. Entités fonctionnelles estla liste des entités fonctionnelles de la NERC auxquelles s'applique la norme. Si l'entité est enregistrée au titre d'une ou de plusieurs des entités fonctionnelles énumérées à la section 4.1., alors les normes CIP sur la cybersécurité de la NERC s'appliquent. Il est à noter qu'en ce qui concerne les *distributeurs*, la section 4.1. limite l'applicabilité à ceux qui détiennent certains types de systèmes et d'équipements énumérés à la section 4.2.

La section 4.2. *Installations* définit la portée des *installations*, systèmes et équipements détenus par l'entité responsable désignée à la section 4.1. qui est visée par les exigences de la norme. Outre l'ensemble des *installations* du *BES*, des *centres de contrôle* et des autres systèmes et équipements, la liste comprend l'ensemble des systèmes et équipements détenus par les *distributeurs*. Bien que le terme « *installations* » dans le glossaire de la NERC comprenne déjà l'appartenance au *BES*, l'utilisation additionnelle du terme « *BES* » vise ici à renforcer la portée d'applicabilité pour ces *installations*, en particulier dans cette section sur l'applicabilité. Cela établit quels sont les *installations*, systèmes et équipements visés par les normes.

Exigence E1

Lors de l'élaboration des politiques prescrites à l'exigence E1, le nombre de politiques et leur contenu doivent être guidés par la structure de gestion de l'entité responsable et par son contexte opérationnel. Ces politiques peuvent être intégrées à un programme général de sécurité de l'information pour l'ensemble de l'organisation, ou encore à des programmes particuliers. L'entité responsable a le choix d'élaborer une politique de cybersécurité monolithique qui englobe les thèmes prescrits, mais elle peut aussi créer une politique globale de haut niveau et confier les détails à des documents de niveau inférieur dans la hiérarchie documentaire. Dans le cas d'une politique globale de haut niveau, l'entité responsable devrait fournir la politique globale ainsi que les documents complémentaires afin de démontrer la conformité avec l'exigence E1 de la norme CIP-003-8.

Si une entité responsable détient des *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen, la ou les politiques de cybersécurité doivent couvrir les neuf thèmes prescrits à l'alinéa 1.1 de l'exigence E1 de la norme CIP 003-8. Si une entité responsable a répertorié, selon les critères de la norme CIP-002, des actifs comportant des *systèmes électroniques BES* à impact faible, la ou les politiques de cybersécurité doivent couvrir les six thèmes prescrits à l'alinéa 1.2 de l'exigence E1.

Les entités responsables qui ont des *systèmes électroniques BES* pour différentes catégories d'impact ne sont pas tenues de créer des politiques de cybersécurité distinctes pour les *systèmes électroniques BES* à impact faible, moyen et élevé. Les entités responsables ont la possibilité d'élaborer des politiques qui s'appliquent à la fois aux trois catégories d'impact.

La mise en œuvre de la politique de cybersécurité n'est pas traitée explicitement dans l'exigence E1 de la norme CIP-003-8, car on considère qu'elle se manifestera dans la bonne mise en œuvre des normes CIP-003 à CIP-011. Les entités responsables sont toutefois invitées à ne pas limiter la portée de leurs politiques de cybersécurité aux seules exigences des normes de fiabilité de la NERC sur la cybersécurité, mais plutôt à élaborer une politique de cybersécurité globale appropriée à leur organisation. Les éléments d'une politique qui s'étendent au-delà de la portée des normes de fiabilité de la NERC sur la cybersécurité ne seront pas considérés comme donnant lieu à des infractions potentielles ; ils aideront

plutôt à témoigner de la culture de conformité au sein de de l'organisation et de sa posture de cybersécurité.

Dans le contexte de l'alinéa 1.1, l'entité responsable peut tenir compte des points suivants pour chacun des thèmes obligatoires dans sa ou ses politiques de cybersécurité visant ses *systèmes électroniques BES* à impact moyen et élevé :

1.1.1 Personnel et formation (CIP-004)

- Position de l'organisation sur ce qui constitue une enquête acceptable sur les antécédents
- Mesures disciplinaires possibles pour les infractions à cette politique
- Gestion des comptes

1.1.2 *Périmètres de sécurité électronique* (CIP-005), y compris l'*accès distant interactif*

- Position de l'organisation sur l'utilisation des réseaux sans fil
- Désignation des méthodes d'authentification acceptables
- Désignation des ressources fiables et non fiables
- Surveillance et consignation des accès et des sorties aux *points d'accès électroniques*
- Tenue à jour des logiciels antimaliciels avant l'exécution de l'*accès distant interactif*
- Tenue à jour des correctifs pour les systèmes d'exploitation et pour les applications qui exécutent l'*accès distant interactif*
- Désactivation des postes de travail VPN avec séparation des flux (*split tunneling*) ou à double résidence (*dual-homed*) avant l'exécution de l'*accès distant interactif*
- Pour les fournisseurs, les contractuels ou les consultants, le recours à des clauses contractuelles qui exigent le respect des mesures de contrôle d'*accès distant interactif* de l'entité responsable

1.1.3 Sécurité physique des *systèmes électroniques BES* (CIP-006)

- Stratégie de protection des *actifs électroniques* contre les accès physiques non autorisés
- Méthodes acceptables de contrôle des accès physiques
- Surveillance et consignation des accès physiques

1.1.4 Gestion de la sécurité des systèmes (CIP-007)

- Stratégies de renforcement des systèmes
- Méthodes acceptables d'authentification et de contrôle d'accès
- Politiques sur les mots de passe comprenant longueur, complexité, mise en application et prévention des attaques exhaustives
- Surveillance et consignation des activités des *systèmes électroniques BES*

1.1.5 Déclaration des incidents et planification des mesures d'intervention (CIP-008)

- Détection des *incidents de cybersécurité*
- Notifications appropriées en cas de découverte d'un incident

- Obligations de signaler les *incidents de cybersécurité*

1.1.6 Plans de rétablissement des *systèmes électroniques BES* (CIP-009)

- Disponibilité des composants de rechange
- Disponibilité des sauvegardes système

1.1.7 Gestion des changements de configuration et analyses de vulnérabilité (CIP-010)

- Demandes de changement
- Approbation des changements
- Processus de réparation

1.1.8 Protection de l'information (CIP-011)

- Méthodes de contrôle d'accès à l'information
- Notification des divulgations non autorisées
- Accès à l'information selon le principe du besoin de savoir

1.1.9 Déclaration des *circonstances CIP exceptionnelles* et mesures d'intervention

- Processus de recours à des procédures spéciales en cas de *circonstance CIP exceptionnelle*
- Processus de tolérance des dérogations qui n'enfreignent pas les exigences CIP

Dans le contexte de l'alinéa 1.2, l'entité responsable peut tenir compte des points suivants pour chacun des thèmes obligatoires dans sa ou ses politiques de cybersécurité visant ses *systèmes électroniques BES* à impact faible, le cas échéant :

1.2.1 Sensibilisation à la cybersécurité

- Mesures de sensibilisation à la sécurité
- Détermination des groupes visés par les mesures de sensibilisation à la cybersécurité

1.2.2 Mesures de sécurité physique

- Approches acceptables pour la sélection des mesures de sécurité physique

1.2.3 Contrôle des accès électroniques

- Approches acceptables pour la sélection des moyens de contrôle des accès électroniques

1.2.4 Intervention en cas d'*incident de cybersécurité*

- Détection des *incidents de cybersécurité*
- Notifications appropriées en cas de découverte d'un incident
- Obligations de signaler les *incidents de cybersécurité*

1.2.5 Atténuation des risques liés à l'introduction de programmes malveillants à partir d'*actifs électroniques temporaires* ou de *supports de stockage amovibles*

- Utilisation acceptable des *actifs électroniques temporaires* et des *supports de stockage amovibles*

- Méthodes visant à atténuer le risque lié à l'introduction de programmes malveillants dans les *systèmes électroniques BES* à impact faible à partir d'*actifs électroniques temporaires* et de *supports de stockage amovibles*
- Méthodes pour demander des *actifs électroniques temporaires* et des *supports de stockage amovibles*

1.2.6 Déclaration des *circonstances CIP exceptionnelles* et mesures d'intervention

- Processus de déclaration d'une *circonstance CIP exceptionnelle*
- Processus d'intervention en cas de *circonstance CIP exceptionnelle* déclarée

Les exigences relatives aux dérogations aux politiques de sécurité d'une entité responsable ont été retirées puisqu'il s'agit d'un enjeu de gestion générale qui ne relève pas des exigences de fiabilité. Il s'agit d'une exigence de politique interne et non d'une exigence de fiabilité. Cependant, les entités responsables sont invitées à maintenir cette pratique dans le cadre de leurs politiques de cybersécurité.

Dans le cas présent, et pour toutes les approbations subséquentes exigées par les normes de fiabilité CIP de la NERC, l'entité responsable est libre d'utiliser des approbations en version papier ou électronique, pourvu que la preuve soit suffisante pour garantir l'authenticité de l'approbateur.

Exigence E2

L'exigence E2 vise à obliger chaque entité responsable à créer, à documenter et à mettre en œuvre un ou plusieurs plans de cybersécurité afin de réaliser l'objectif de sécurité pour la protection des *systèmes électroniques BES* à impact faible. Les protections requises sont conçues dans le cadre d'un programme qui s'applique aux *systèmes électroniques BES* à impact faible de façon collective, au niveau des actifs (à partir de la liste des actifs comportant des *systèmes électroniques BES* à impact faible établie selon la norme CIP-002), et non au niveau de chaque dispositif ou système.

Exigence E2, annexe 1

Comme il est indiqué, l'annexe 1 présente les sections à inclure dans tout plan de cybersécurité. Il s'agit de donner aux entités qui ont une combinaison de *systèmes électroniques BES* à impact faible, moyen et élevé la possibilité, si elles le souhaitent, d'appliquer à leurs *systèmes électroniques BES* à impact faible (ou à une partie de ceux-ci) les programmes qu'elles ont établis pour les *systèmes électroniques BES* à impact moyen ou élevé, plutôt que de devoir gérer deux programmes différents. Les plans de cybersécurité établis selon l'exigence E2 amènent les entités responsables à documenter la manière dont elles abordent les différents thèmes présentés. Les plans de cybersécurité peuvent renvoyer à d'autres politiques et procédures qui montrent de quelle manière l'entité responsable entend répondre à chacun des thèmes ; ou encore, l'entité responsable peut élaborer des plans de cybersécurité très complets qui contiennent tous les détails des moyens mis en œuvre. Pour respecter l'exigence, il faut que le plan de cybersécurité contienne (textuellement ou par renvoi) suffisamment de détails quant aux moyens adoptés pour répondre à chacun des thèmes.

Des précisions et éclaircissements pour chacun des thèmes de l'annexe 1 sont présentés ci-après.

Exigence E2, section 1 de l'annexe 1 – Sensibilisation à la cybersécurité

Le programme de sensibilisation à la cybersécurité oblige les entités à rappeler les bonnes pratiques de cybersécurité à leur personnel au moins une fois tous les 15 mois civils. L'entité est libre de choisir les thèmes à couvrir et la manière de communiquer les rappels sur ces thèmes. Quant aux pièces justificatives attestant la conformité, l'entité responsable doit pouvoir présenter le matériel de sensibilisation utilisé, selon la ou les méthodes de communication employées (affiches, courriels, sujets abordés aux réunions de service, etc.). L'intention de l'équipe de rédaction n'est pas d'obliger les entités

responsables à tenir des listes de destinataires ni à confirmer la réception par le personnel du matériel de sensibilisation.

Bien que la sensibilisation concerne en particulier la cybersécurité, des thèmes non technologiques ne sont pas à exclure pour autant. Des thèmes appropriés de sécurité physique (sensibilisation au talonnage, protection des cartes d'accès physique, campagnes d'incitation à signaler tout fait suspect, etc.) renforcent aussi la sensibilisation à la cybersécurité. Le but recherché est d'aborder des thèmes pertinents aux différents aspects de la protection des *systèmes électroniques BES*.

Exigence E2, section 2 de l'annexe 1 – Mesures de sécurité physique

L'entité responsable doit documenter et mettre en place des mesures de contrôle des accès physiques 1) à l'actif ou aux emplacements des *systèmes électroniques BES* à impact faible à l'intérieur de l'actif et 2) à tout *actif électronique* qu'elle décide d'affecter, conformément à la section 3.1 de l'annexe 1, au contrôle des accès électroniques. Si des *actifs électroniques* affectés au contrôle des accès électroniques sont situés à l'intérieur du même actif que le ou les *actifs électroniques BES* à impact faible et qu'ils héritent des mêmes mesures de contrôle des accès physiques et du même besoin déterminé selon la section 2, l'entité responsable peut en tenir compte dans ses politiques ou dans ses plans de cybersécurité de manière à éviter une documentation redondante des mêmes mesures.

L'entité responsable est libre de choisir les méthodes utilisées pour réaliser l'objectif de contrôle des accès physiques 1) aux actifs comportant des *systèmes électroniques BES* à impact faible, ou encore aux *systèmes électroniques BES* à impact faible eux-mêmes, et 2) à tout *actif électronique* affecté par l'entité responsable, le cas échéant, au contrôle des accès électroniques. L'entité responsable peut utiliser une ou plusieurs mesures de contrôle d'accès, mesures de surveillance ou autres mesures de sécurité physique de nature opérationnelle, administrative ou technique. Les entités peuvent appliquer des mesures de contrôle d'accès physique à des périmètres étendus (clôtures avec barrières verrouillées, gardiens, politiques d'accès aux sites, etc.) ou encore à des zones plus circonscrites où sont situés les *systèmes électroniques BES* à impact faible, comme les salles de commande ou les *centres de contrôle*.

L'objectif de sécurité est de contrôler l'accès physique d'après les besoins déterminés par l'entité responsable. Le besoin d'accès physique peut être documenté au niveau des politiques ; l'intention de l'équipe de rédaction n'est pas d'obliger l'entité à spécifier un besoin pour chaque accès ou autorisation d'accès physique d'un utilisateur.

La surveillance comme mesure de sécurité physique peut servir de complément ou de solution de rechange au contrôle d'accès physique. Exemples non limitatifs de mesures de surveillance : 1) systèmes d'alarme sensibles au mouvement ou à l'entrée dans la zone contrôlée ou 2) surveillance humaine de la zone contrôlée. La surveillance n'oblige pas nécessairement à tenir des registres, mais pourrait comprendre la détection qu'un accès physique a eu lieu ou été tenté (alarme de porte, surveillance humaine, etc.). L'intention de l'équipe de rédaction n'est pas de rendre nécessaire une surveillance pour chaque *système électronique BES* à impact faible, mais plutôt une surveillance au niveau approprié pour réaliser l'objectif de sécurité en matière de contrôle d'accès physique.

Il n'est pas exigé d'avoir des programmes d'autorisation des utilisateurs et des listes d'utilisateurs autorisés à un accès physique, bien que ces mesures soient à envisager pour réaliser l'objectif de sécurité.

Exigence E2, section 3 de l'annexe 1 – Contrôle des accès électroniques

La section 3 demande la mise en place d'un contrôle des accès électroniques pour tout actif comportant un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible s'il existe une communication par protocole

routable ou une *connectivité par lien commuté* entre un ou des *actifs électroniques* situés à l'extérieur de cet actif et un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible situés à l'intérieur de cet actif. Ce contrôle des accès électroniques vise à réduire les risques associés à une communication non contrôlée utilisant des protocoles routables ou une *connectivité par lien commuté*.

Dans le contexte de la section 3.1 de l'annexe 1, il est à noter que l'obligation de restreindre les accès électroniques entrants et sortants à ceux qui sont jugés nécessaires s'applique uniquement aux communications qui répondent aux trois critères de la section 3.1 de l'annexe 1. L'entité responsable doit évaluer les communications et si les trois critères sont satisfaits, elle doit documenter et mettre en place une ou des mesures de contrôle des accès électroniques.

Les entités responsables ont une certaine latitude dans le choix des mesures de contrôle des accès électroniques qui répondent à leurs besoins opérationnels tout en réalisant l'objectif de sécurité consistant à autoriser uniquement les accès électroniques entrants et sortants nécessaires entre un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible et un ou des *actifs électroniques* situés à l'extérieur de l'actif comportant ce ou ces *systèmes électroniques BES* à impact faible, si ces accès se font par protocole routable.

Il s'agit essentiellement pour les entités responsables de déterminer s'il y a communication entre un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible et un ou des *actifs électroniques* situés à l'extérieur de l'actif comportant ce ou ces *systèmes électroniques BES* à impact faible, et si cette communication utilise un protocole routable en entrée ou en sortie de l'actif ou encore une *connectivité par lien commuté* vers le ou les *systèmes électroniques BES* à impact faible. Si une telle communication existe, les entités responsables doivent documenter et mettre en place une ou des mesures de contrôle des accès électroniques. Dans le cas d'une communication par protocole routable qui sert à des fonctions de commande ou de protection à délai critique entre des dispositifs électroniques intelligents selon le critère d'exemption aux présentes, les entités responsables doivent documenter cette communication, mais ne sont pas tenues de mettre en place un contrôle des accès électroniques.

Sont visés par cette exigence les actifs qui, selon les critères de la norme CIP-002, comportent un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible ; la détermination d'une communication par protocole routable ou d'une *connectivité par lien commuté* dépend donc des caractéristiques de l'actif. Cependant, l'exigence ne s'applique pas aux communications qui, bien qu'implantées dans l'actif comportant le ou les *systèmes électroniques BES* à impact faible, n'autorisent aucun accès entrant ou sortant aux *systèmes électroniques BES* à impact faible de cet actif.

<u>Exemption de l'exigence de contrôle des accès électroniques</u>

Afin d'éviter d'éventuelles entraves technologiques, il a été décidé que l'obligation de contrôle des accès électroniques ne s'applique pas aux communications entre dispositifs électroniques intelligents qui utilisent des protocoles de communication routables pour assurer des fonctions de commande ou de protection à délai critique, par exemple le protocole R-GOOSE de la norme CEI TR-61850-09-5. Dans ce contexte, l'expression « à délai critique » désigne généralement les fonctions qui seraient vulnérables au délai de transit créé dans la communication par les mesures de contrôle des accès électroniques. Cette exemption ne s'applique pas aux communications SCADA, puisque le taux d'échantillonnage est habituellement de 2 secondes ou plus ; bien qu'elles soient techniquement « à délai critique », les communications SCADA par protocole routable ne sont pas vraiment sensibles aux délais créés par les mesures de contrôle des accès électroniques. Exemple de communications à délai critique qui seraient exemptées : les communications visant à commander le déclenchement d'un disjoncteur dans un délai de quelques cycles. Une entité responsable qui utilise cette technologie n'est pas tenue de mettre en place les mesures de contrôle des accès électroniques prescrites ici. Cette exemption a été ajoutée afin

de ne pas compromettre les fonctions à délai critique associées à cette technologie, et de ne pas entraver le recours futur à de telles fonctions afin d'améliorer la fiabilité au motif qu'elles utiliseraient un protocole routable.

Critères pour déterminer s'il y a communication par protocole routable

Pour déterminer si un contrôle des accès électroniques est exigé, l'entité responsable doit déterminer s'il y a communication entre un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible et un ou des *actifs électroniques* situés à l'extérieur de l'actif comportant ce ou ces *systèmes électroniques BES* à impact faible, et si cette communication utilise un protocole routable en entrée ou en sortie de l'actif.

Lorsqu'il s'agit de déterminer si un protocole routable est utilisé en entrée ou en sortie de l'actif comportant le ou les *systèmes électroniques BES* à impact faible, l'entité responsable dispose d'une certaine latitude. Une approche possible consiste pour l'entité responsable à définir une « frontière électronique » pour l'actif comportant un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible. Il ne s'agit pas ici d'un *périmètre de sécurité électronique*, mais d'une démarcation où l'on constate une communication par protocole routable, en entrée ou en sortie de l'actif en question, entre un *système électronique BES* à impact faible situé à l'intérieur de cet actif et un ou des *actifs électroniques* situés à l'extérieur de cet actif, et donc le besoin d'un contrôle des accès électroniques. Cette frontière électronique peut varier selon le type d'actif (*centre de contrôle*, poste électrique, ressource de production, etc.) et les particularités de sa configuration. Si l'entité responsable adopte cette approche, elle doit définir la « frontière électronique » de façon que le ou les *systèmes électroniques BES* à impact faible présents dans l'actif soient situés à l'intérieur de cette frontière. Cet exercice vise strictement à établir quelles communications par protocole routable et quels réseaux sont internes ou locaux par rapport à l'actif et lesquels sont externes ou situés à l'extérieur de l'actif.

Dans certains cas, l'entité responsable peut considérer que ce qui est interne ou externe à l'actif comportant un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible va clairement de soi lorsqu'il s'agit de déterminer les communications qui existent entre des *actifs électroniques* situés à l'extérieur de l'actif en question et des *systèmes électroniques BES* à impact faible situés à l'intérieur de cet actif. Par exemple, si un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible communiquent avec un *actif électronique* situé à des kilomètres de distance et que la démarcation est claire et sans équivoque, l'entité responsable peut décider de ne pas définir une « frontière électronique », mais de se référer simplement à cette démarcation sans équivoque pour mettre en place des mesures de contrôle des accès électroniques entre le ou les *systèmes électroniques BES* à impact faible situés à l'intérieur de l'actif et le ou les *actifs électroniques* situés à l'extérieur de l'actif.

Détermination des contrôles des accès électroniques

Après avoir déterminé qu'il y a communication routable entre un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible et un ou des *actifs électroniques* situés à l'extérieur de l'actif comportant ce ou ces *systèmes électroniques BES* à impact faible et que cette communication utilise un protocole routable en entrée ou en sortie de l'actif en question, l'entité responsable doit documenter et mettre en place la ou les mesures de contrôle des accès électroniques qu'elle juge adéquates. Il s'agit d'autoriser uniquement les accès électroniques entrants et sortants « nécessaires » selon l'évaluation de l'entité responsable. Quelle que soit la manière choisie pour documenter l'autorisation des accès entrants et sortants et leur nécessité, l'entité responsable doit être en mesure de les justifier. La justification des accès électroniques entrants et sortants jugés « nécessaires » peut être documentée à même le ou les plans de cybersécurité de l'entité responsable, dans un commentaire sur une liste de contrôle d'accès, dans une base de données, sur une feuille de chiffrier ou dans d'autres politiques ou procédures associées aux contrôles des accès électroniques.

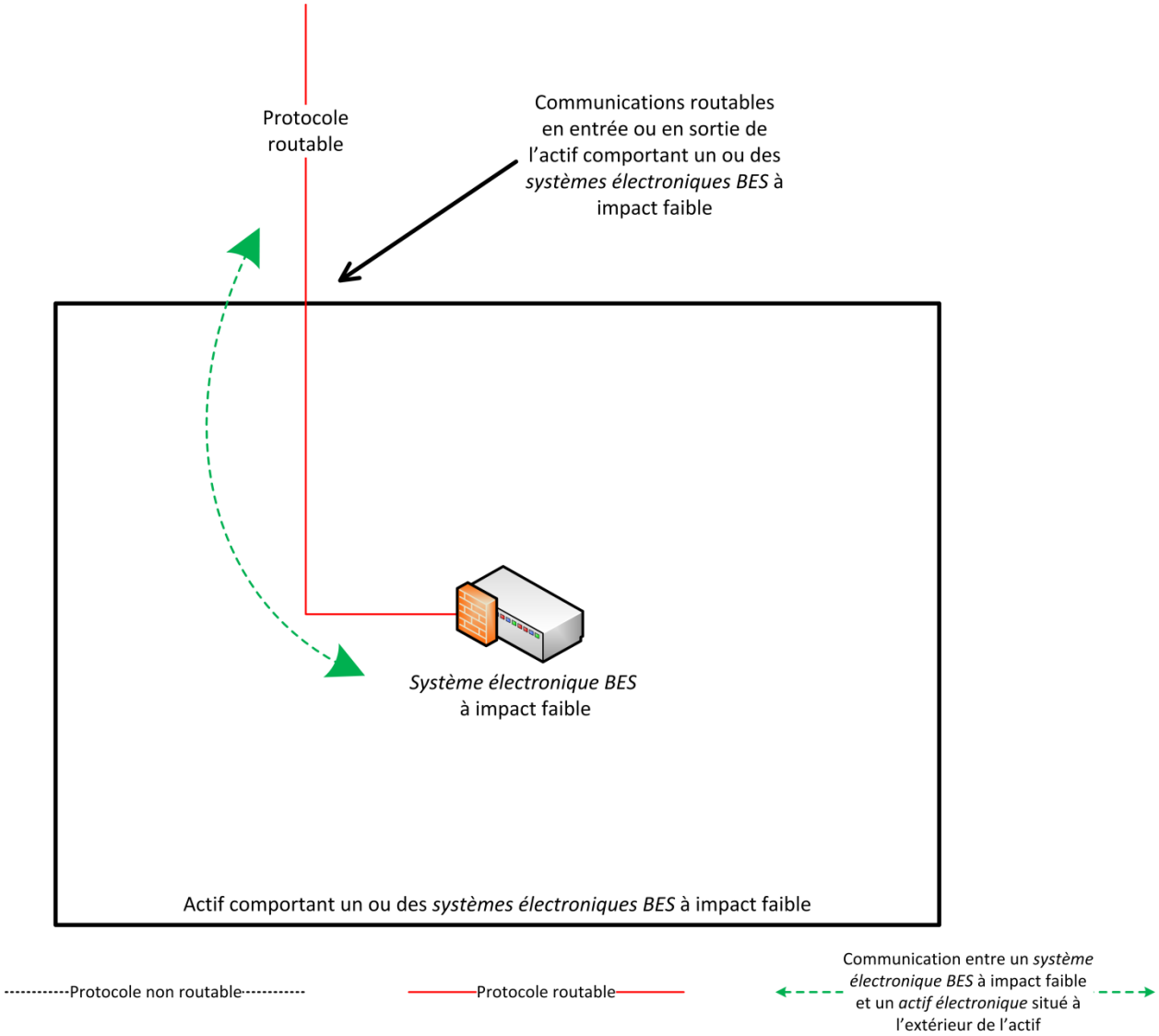
Schémas conceptuels

Les schémas des pages suivantes présentent des exemples conceptuels qui illustrent diverses situations de contrôle des accès électroniques. Quels que soient les concepts ou les configurations choisis par l'entité responsable, le but recherché est de réaliser l'objectif de sécurité suivant : autoriser uniquement les accès électroniques entrants et sortants nécessaires pour les communications par protocole routable entre des *systèmes électroniques BES* à impact faible et des *actifs électroniques* situés à l'extérieur de l'actif comportant ce ou ces *systèmes électroniques BES* à impact faible, en entrée ou en sortie de l'actif en question.

REMARQUES :

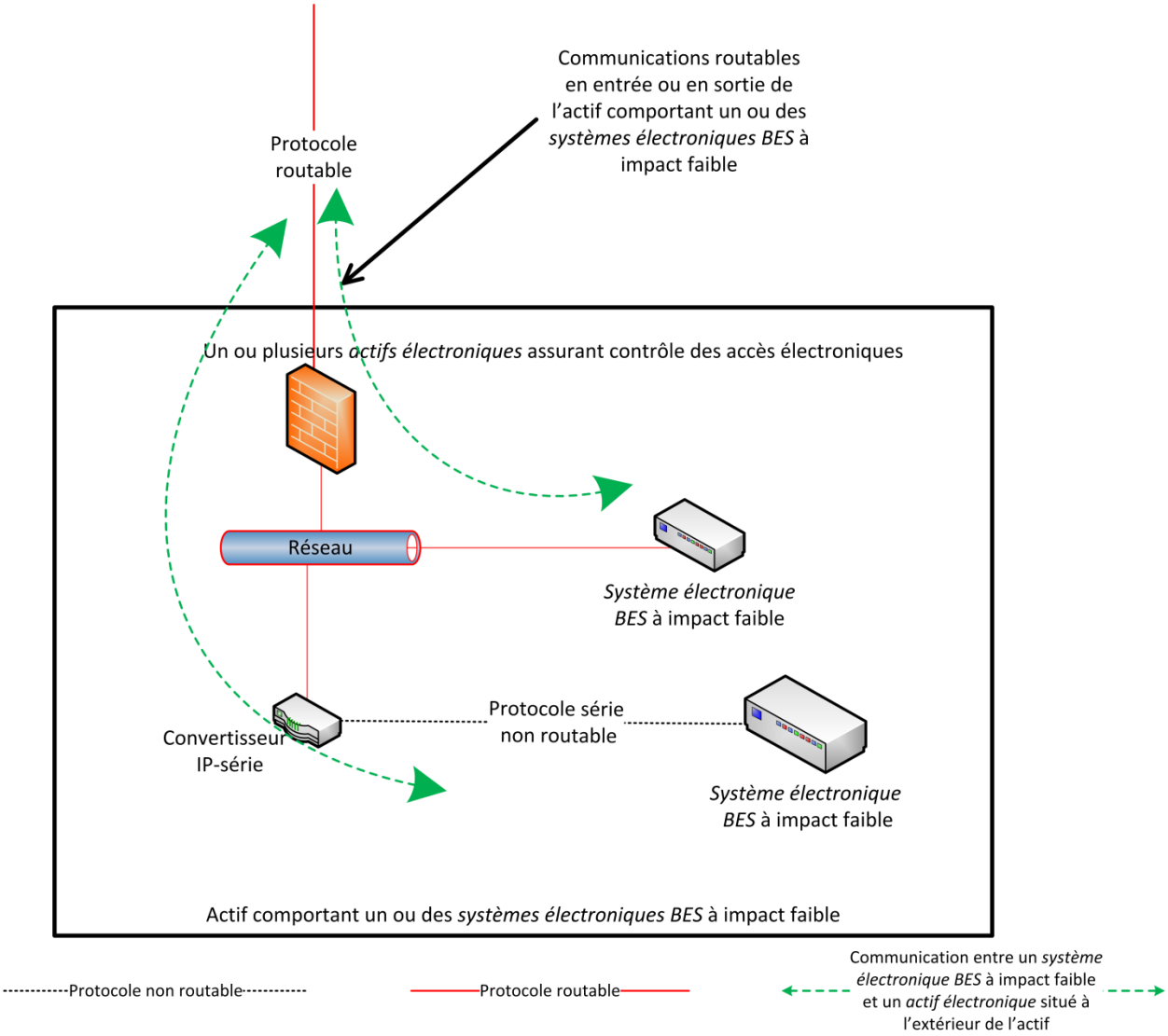
- Ces schémas ne représentent pas la totalité des concepts applicables.
- La même légende est utilisée pour tous les schémas ; cependant, chaque schéma ne comporte pas nécessairement tous les éléments de la légende.

Modèle de référence 1 – Autorisations d'accès entrant et sortant sur hôte
L'entité responsable peut opter pour une technologie de pare-feu hôte implantée dans le ou les *systèmes électroniques BES* à impact faible afin de gérer les autorisations d'accès électronique en les limitant aux accès entrants et sortants nécessaires entre le ou les *systèmes électroniques BES* à impact faible et le ou les *actifs électroniques* situés à l'extérieur de l'actif comportant ce ou ces *systèmes électroniques BES* à impact faible. Si les autorisations sont mises en œuvre au moyen de listes de contrôle d'accès, l'entité responsable peut restreindre les communications en spécifiant des adresses ou des plages d'adresses d'origine et de destination. L'entité responsable peut aussi restreindre les communications en spécifiant des ports ou des services, compte tenu de la capacité du dispositif de contrôle des accès électroniques, du ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible ou des applications.



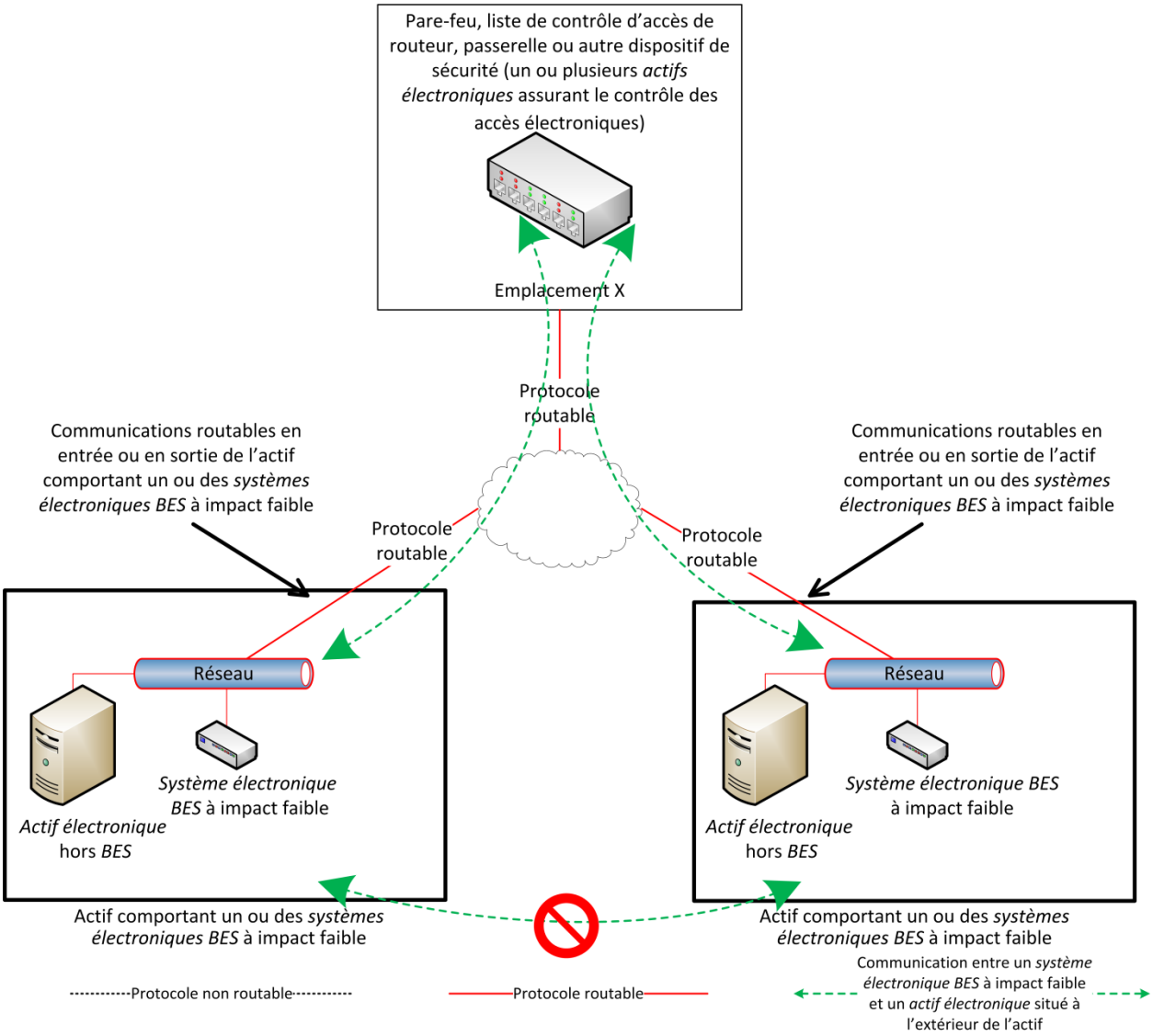
Modèle de référence 1

Modèle de référence 2 – Autorisations d'accès entrant et sortant par dispositif réseau
L'entité responsable peut opter pour un dispositif de sécurité qui autorise uniquement les accès électroniques entrants et sortants nécessaires pour le ou les *systèmes électroniques BES* à impact faible situés dans l'actif comportant ce ou ces *systèmes électroniques BES* à impact faible. Dans cet exemple, deux *systèmes électroniques BES* à impact faible sont accessibles par protocole routable en entrée ou en sortie de l'actif comportant ces *systèmes électroniques BES* à impact faible. Le convertisseur IP-série prolonge la session de communication à partir du ou des *actifs électroniques* situés à l'extérieur de l'actif jusqu'au *système électronique BES* à impact faible. Le dispositif de sécurité assure le contrôle des accès électroniques de façon à autoriser uniquement les accès entrants et sortants par protocole routable nécessaires aux *systèmes électroniques BES* à impact faible. Lorsque les autorisations sont mises en œuvre au moyen de listes de contrôle d'accès, l'entité responsable peut restreindre les communications en spécifiant des adresses ou des plages d'adresses d'origine et de destination. L'entité responsable peut aussi restreindre les communications en spécifiant des ports ou des services, compte tenu de la capacité du dispositif de contrôle des accès électroniques, du ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible ou des applications.



Modèle de référence 2

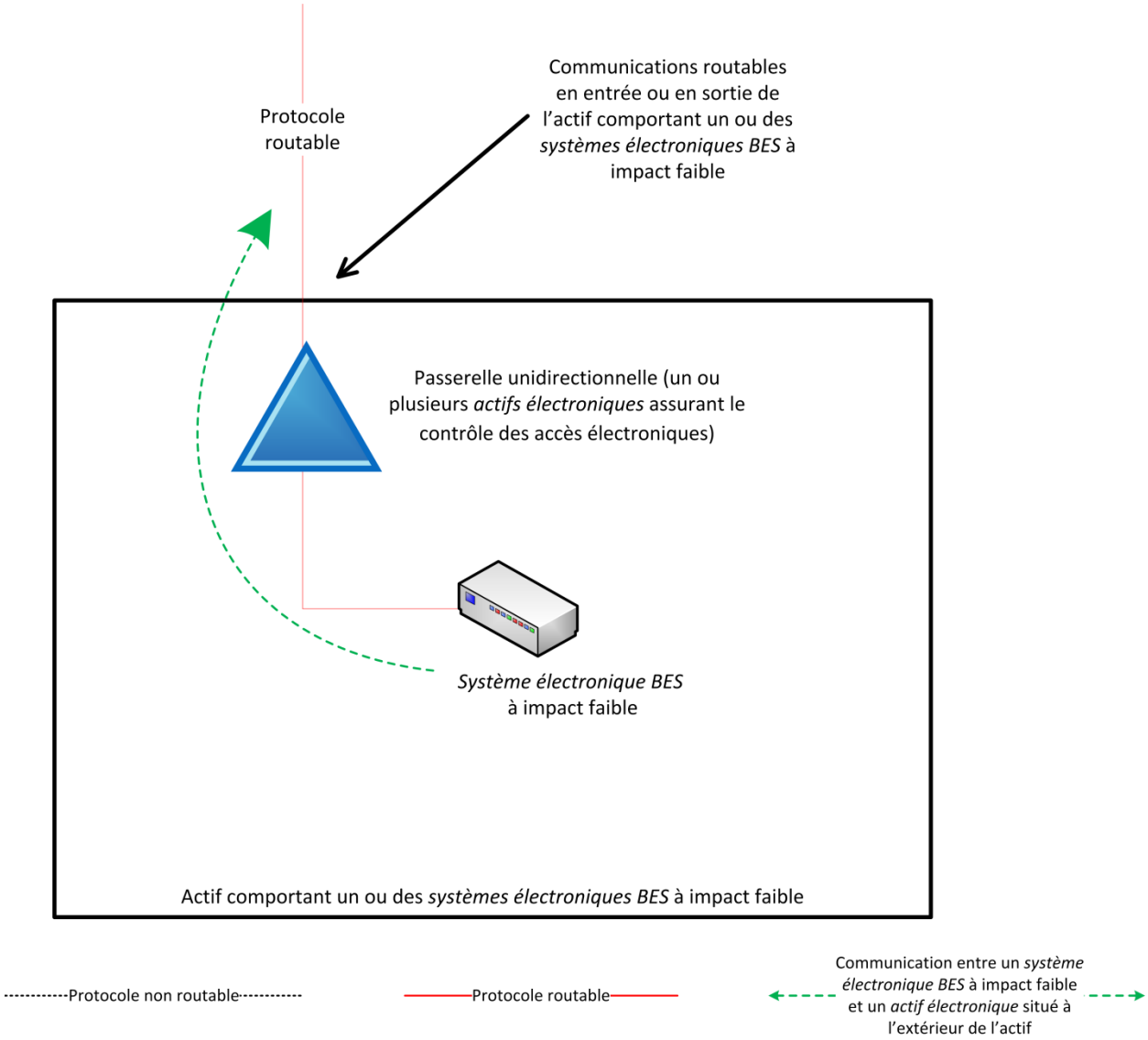
Modèle de référence 3 – Autorisations d'accès entrant et sortant par dispositif réseau centralisé
L'entité responsable peut opter pour un dispositif de sécurité situé à un emplacement centralisé, qui peut ou non être situé dans un autre actif comportant un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible. Le contrôle des accès électroniques ne réside pas nécessairement à l'intérieur de l'actif comportant le ou les *systèmes électroniques BES* à impact faible. Un dispositif de sécurité est en place à l'« emplacement X » pour assurer le contrôle des accès électroniques en autorisant uniquement les accès entrants et sortants par protocole routable nécessaires entre le ou les *systèmes électroniques BES* à impact faible et le ou les *actifs électroniques* situés à l'extérieur de chaque actif comportant un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible. Il faut prendre soin que chacun des accès électroniques entre les actifs transite bien par le ou les *actifs électroniques* désignés par l'entité responsable pour assurer le contrôle des accès électroniques à l'emplacement centralisé. Lorsque les autorisations sont mises en œuvre au moyen de listes de contrôle d'accès, l'entité responsable peut restreindre les communications en spécifiant des adresses ou des plages d'adresses d'origine et de destination. L'entité responsable peut aussi restreindre les communications en spécifiant des ports ou des services, compte tenu de la capacité du dispositif de contrôle des accès électroniques, du ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible ou des applications.



Modèle de référence 3

Modèle de référence 4 – Passerelle unidirectionnelle

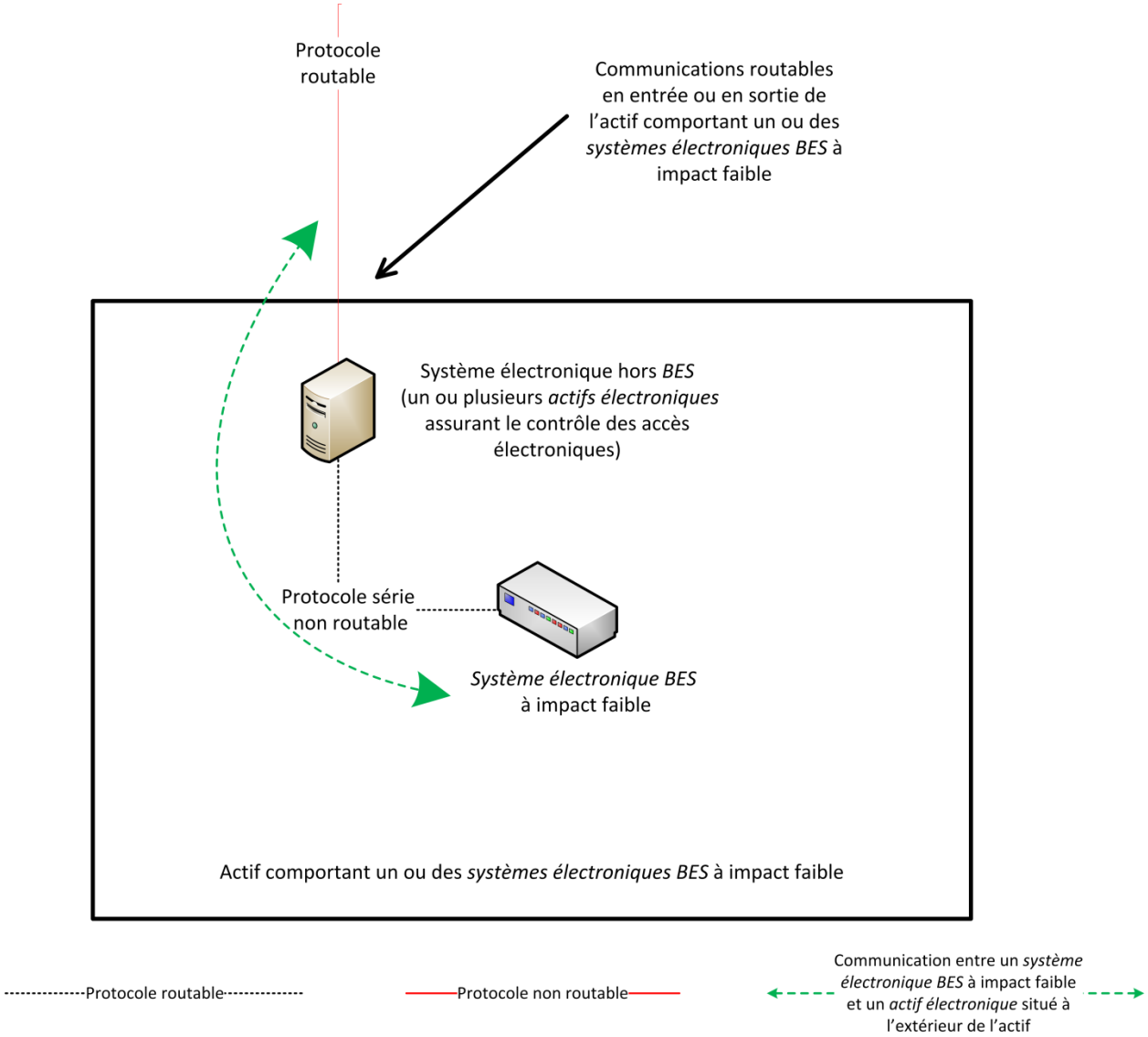
L'entité responsable peut choisir d'utiliser une passerelle unidirectionnelle pour le contrôle des accès électroniques. Le ou les *systèmes électroniques BES* à impact faible ne sont pas accessibles (les données ne peuvent pas les atteindre) au moyen de la communication par protocole routable en entrée de l'actif, car les données ne peuvent circuler que dans un seul sens. La passerelle unidirectionnelle est configurée pour autoriser uniquement les accès sortants nécessaires au moyen du protocole routable en sortie de l'actif.



Modèle de référence 4

Modèle de référence 5 – Authentification de l'utilisateur

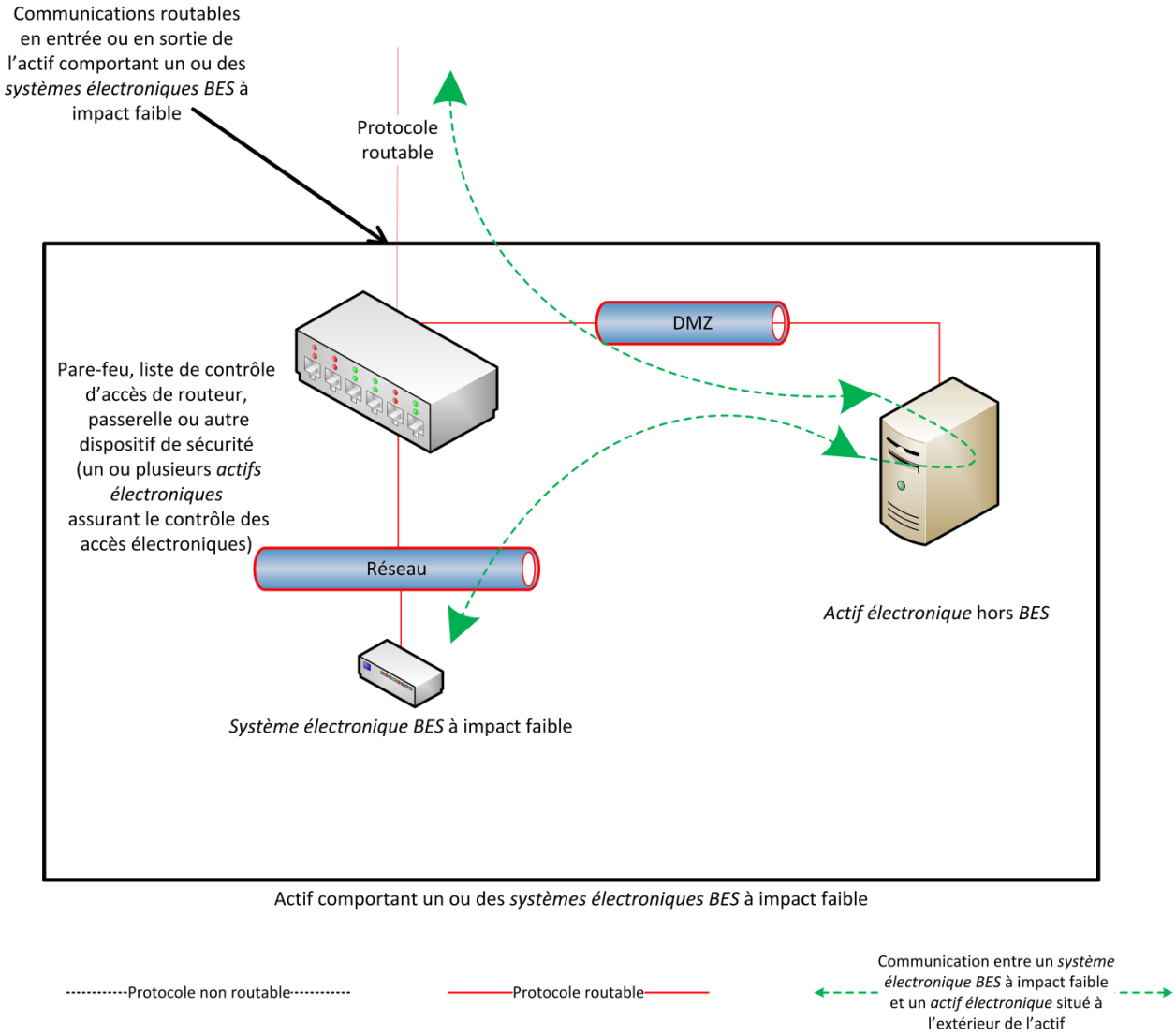
Ce modèle de référence illustre la latitude laissée à l'entité responsable dans le choix des moyens de contrôle des accès électroniques, pourvu que l'objectif de sécurité de l'exigence soit réalisé. L'entité responsable peut choisir d'utiliser un *actif électronique* hors *BES* situé dans l'actif comportant le *système électronique BES* à impact faible afin d'exiger une authentification pour toute communication à partir d'*actifs électroniques* situés à l'extérieur de l'actif. Le système électronique hors *BES* chargé de l'authentification permet uniquement à une communication authentifiée d'accéder aux *systèmes électroniques BES* à impact faible ; il réalise ainsi la première moitié de l'objectif de sécurité, en autorisant uniquement les accès électroniques entrants nécessaires. En outre, le système électronique hors *BES* chargé de l'authentification est configuré de façon à autoriser seulement les communications sortantes nécessaires, réalisant ainsi la deuxième moitié de l'objectif de sécurité. Souvent, dans cette architecture de réseau, l'accès sortant serait contrôlé par l'interdiction de toute communication à partir du *système électronique BES* à impact faible. Cette configuration peut être avantageuse si les seules communications prévues se font par accès interactif commandé par l'utilisateur.



Modèle de référence 5

Modèle de référence 6 – Accès indirect

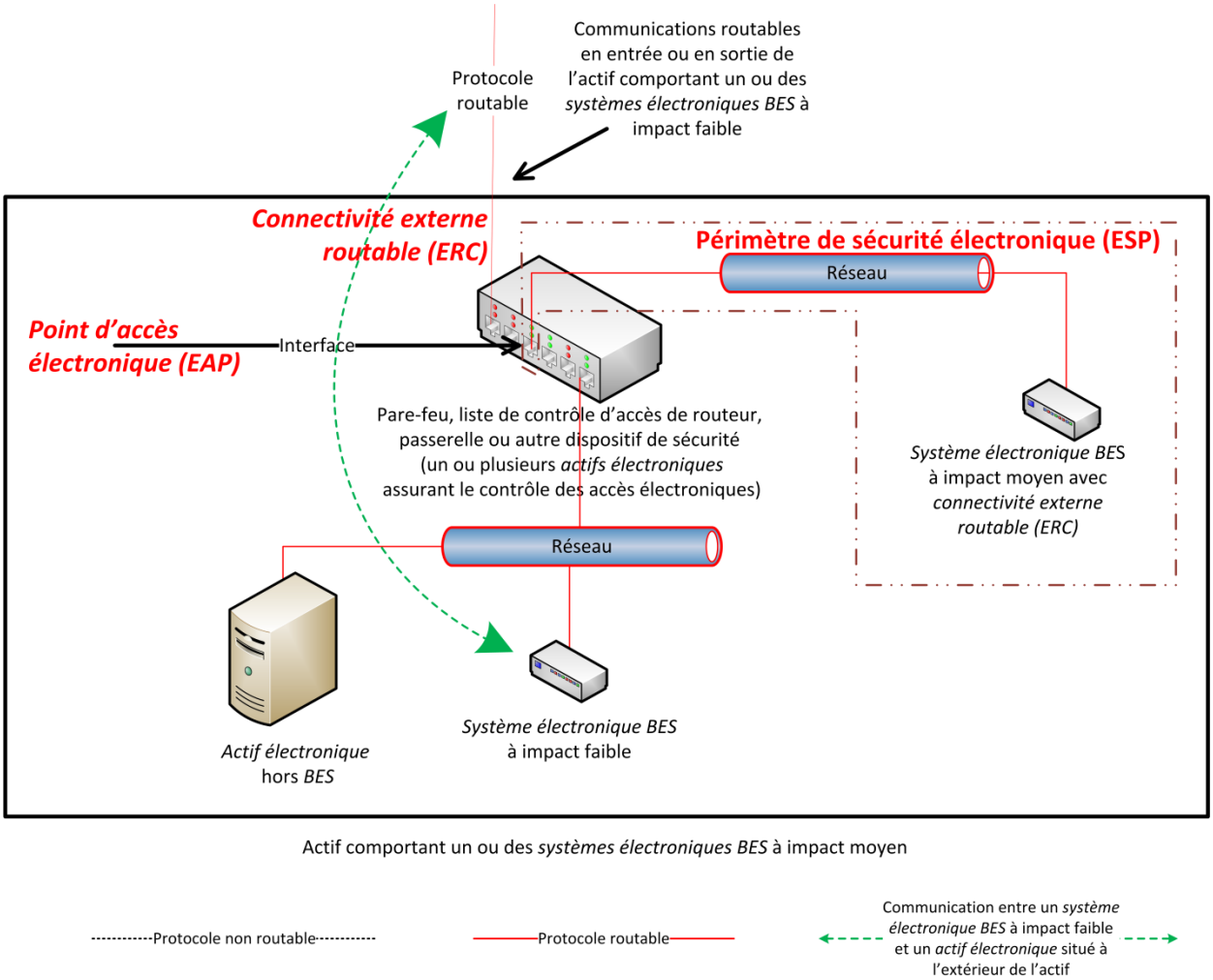
Dans la mise en place des mesures de contrôle des accès électroniques, l'entité responsable peut constater qu'il existe un accès indirect entre un *système électronique BES* à impact faible et un *actif électronique* situé à l'extérieur de l'actif comportant ce *système électronique BES* à impact faible, par l'intermédiaire d'un *actif électronique* hors *BES* situé à l'intérieur de l'actif en question. Cet accès indirect répond au critère d'une communication entre un *système électronique BES* à impact faible et un *actif électronique* situé à l'extérieur de l'actif comportant ce *système électronique BES* à impact faible. Dans ce modèle de référence, l'entité responsable devra mettre en place un contrôle des accès électroniques qui autorise uniquement les accès électroniques entrants et sortants nécessaires pour le *système électronique BES* à impact faible. Comme pour les autres modèles de référence présentés, l'accès électronique dans ce modèle de référence est contrôlé au moyen du dispositif de sécurité qui restreint les communications entrantes ou sortantes de l'actif.



Modèle de référence 6

Modèle de référence 7 – Contrôles des accès électroniques pour les actifs comportant des *systèmes électroniques BES* à impact faible et une *connectivité externe routable*

Ce modèle de référence présente non seulement un accès entrant et sortant par protocole routable entre l'actif comportant un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible et un ou des *actifs électroniques* situés à l'extérieur de l'actif en question, mais aussi une *connectivité externe routable* puisque l'actif accessible par protocole routable comporte au moins un *système électronique BES* à impact moyen et un *système électronique BES* à impact faible. L'entité responsable peut choisir d'utiliser une interface dans le *système de contrôle ou de surveillance des accès électroniques* (*EACMS*) à impact moyen afin d'assurer le contrôle des accès électroniques aux fins de la norme CIP-003. L'*EACMS* remplit donc plusieurs fonctions : celle d'*EACMS* à impact moyen et celle de contrôle des accès électroniques pour un actif comportant des *systèmes électroniques BES* à impact faible.

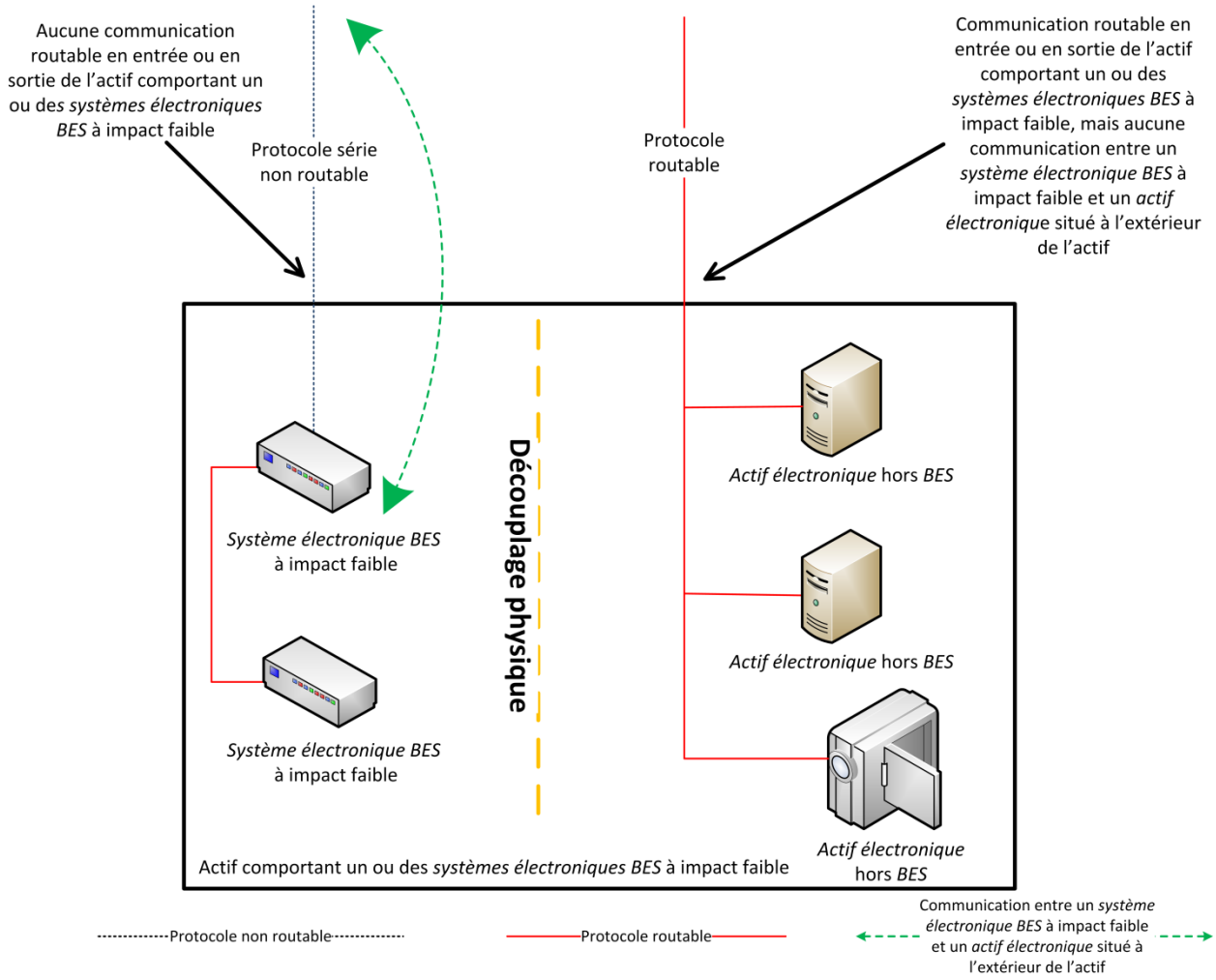


Modèle de référence 7

Modèle de référence 8 – Découplage physique et communication série non routable – Contrôle des accès électroniques non exigé

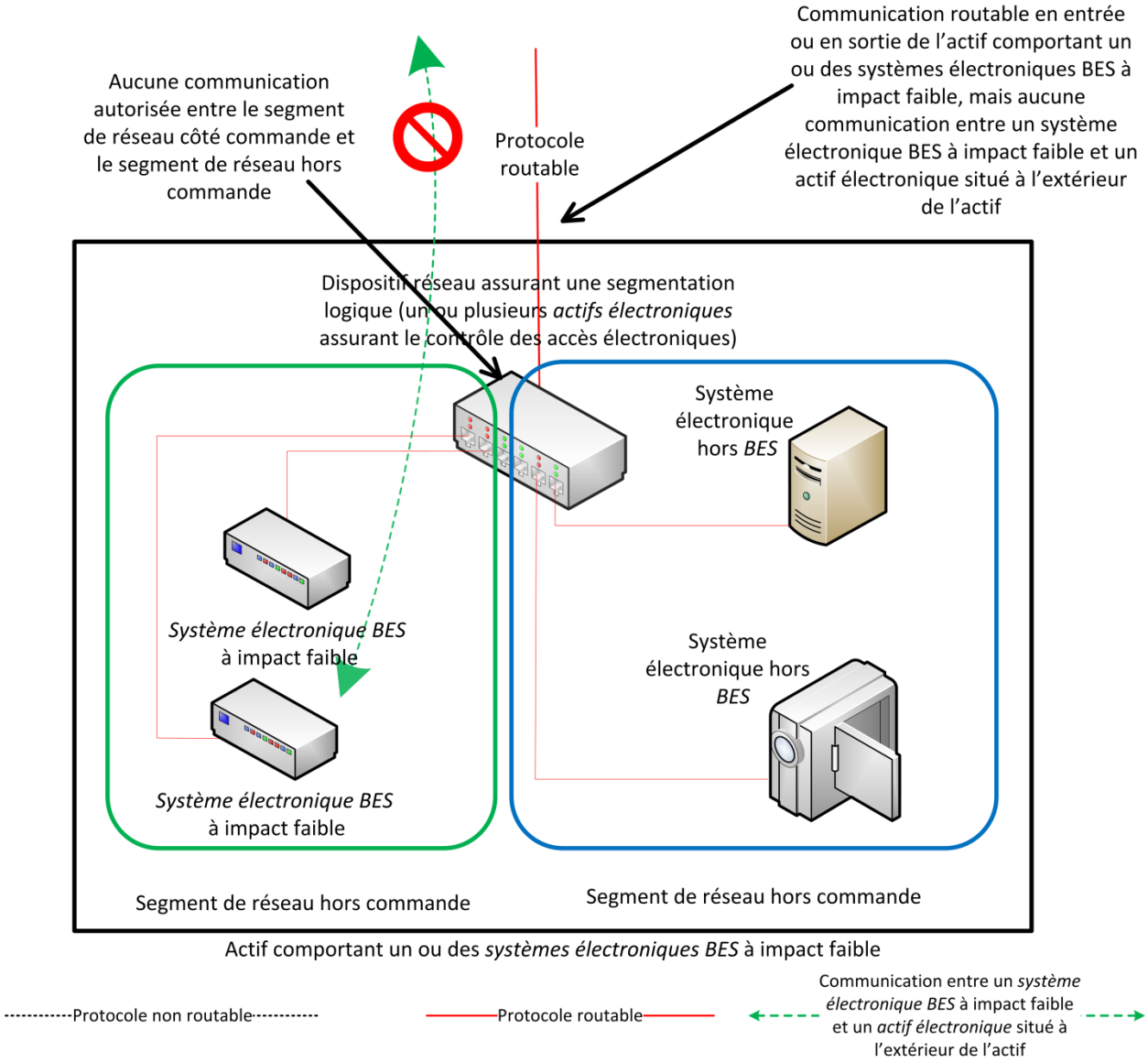
Dans ce modèle de référence, les critères de la section 3.1 de l'annexe 1 concernant l'obligation de contrôler les accès électroniques ne sont pas remplis. Ce modèle de référence illustre trois concepts :

1) Étant donné le découplage physique (communément appelé « *air gap* » en anglais) du ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible par rapport aux communications entrantes ou sortantes par protocole routable de l'actif comportant le ou les *systèmes électroniques BES* à impact faible, le contrôle des accès électroniques n'est pas exigé.
2) Étant donné que la communication avec les *systèmes électroniques BES* à impact faible à partir d'un *actif électronique* situé à l'extérieur de l'actif comportant ces *systèmes électroniques BES* à impact faible utilise uniquement un protocole série non routable au point d'entrée ou de sortie de cette communication, le contrôle des accès électroniques n'est pas exigé.
3) Une communication par protocole routable entre les *systèmes électroniques BES* à impact faible et d'autres *actifs électroniques*, par exemple entre les premier et deuxième *systèmes électroniques BES* à impact faible de la figure, ne nécessite pas de contrôle des accès électroniques pourvu que les communications par protocole routable ne sortent jamais de l'actif comportant les *systèmes électroniques BES* à impact faible.



Modèle de référence 8

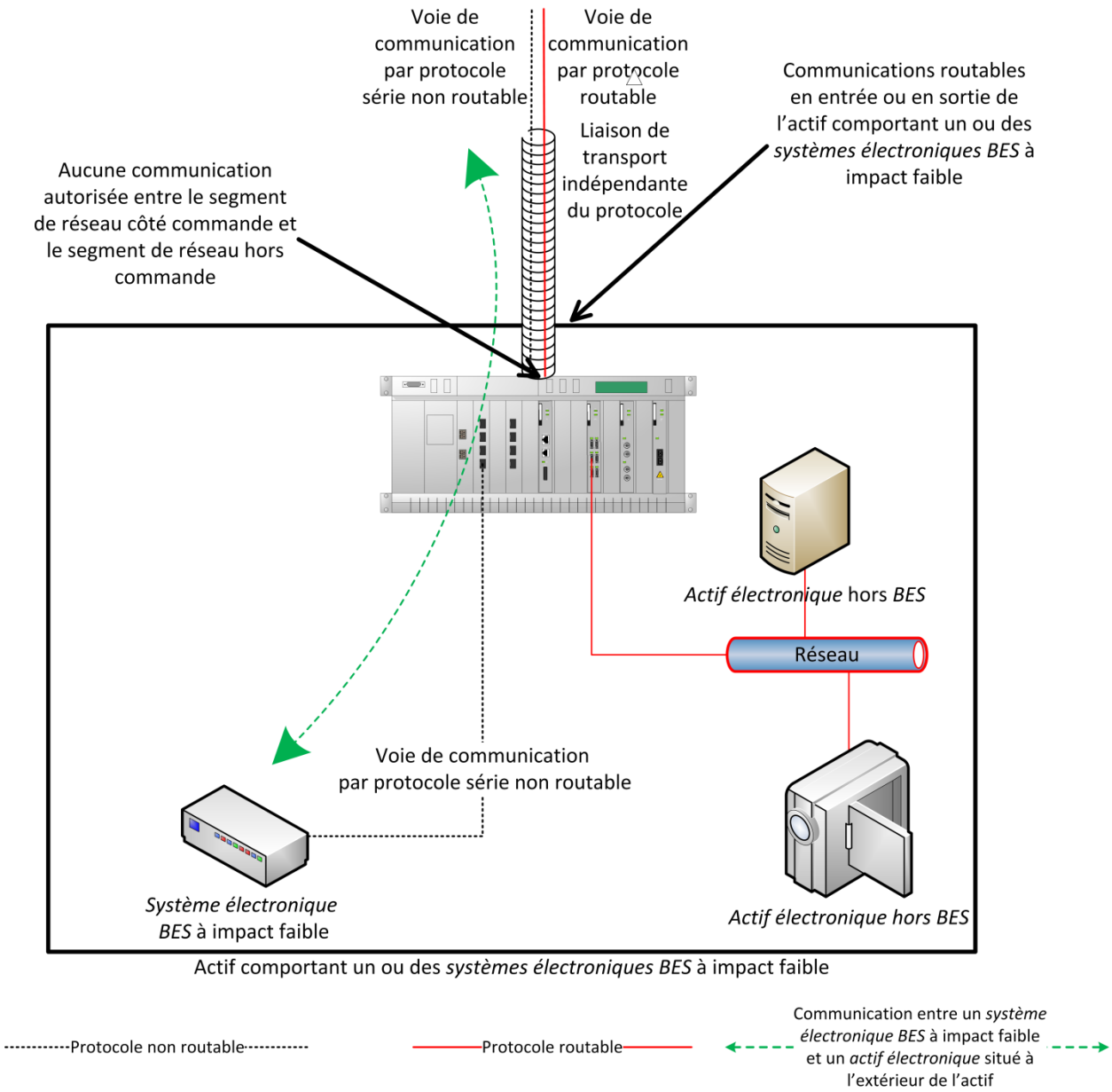
Modèle de référence 9 – Isolement logique – Contrôle des accès électroniques non exigé
Dans ce modèle de référence, les critères de la section 3.1 de l'annexe 1 concernant l'obligation de contrôler les accès électroniques ne sont pas remplis. L'entité responsable a isolé logiquement le ou les *systèmes électroniques BES* à impact faible par rapport aux communications entrantes ou sortantes par protocole routable de l'actif comportant le ou les *systèmes électroniques BES* à impact faible. La segmentation logique du réseau dans ce modèle de référence n'autorise aucune communication entre un *système électronique BES* à impact faible et un *actif électronique* situé à l'extérieur de l'actif. En outre, il n'existe aucun accès indirect parce que les *actifs électroniques* hors *BES* capables de communiquer avec l'extérieur de l'actif sont strictement empêchés de communiquer vers le ou les *systèmes électroniques BES* à impact faible. Le ou les *systèmes électroniques BES* à impact faible sont confinés dans un segment de réseau isolé par des contrôles électroniques qui empêchent toute communication entrante ou sortante par protocole routable avec l'extérieur de ce segment de réseau ; ainsi, les communications des *systèmes électroniques BES* à impact faible ne sortent jamais de l'actif au moyen d'un protocole routable.



Modèle de référence 9

Modèle de référence 10 – Communication série non routable empruntant une voie isolée dans un réseau de transport non routable – Contrôle des accès électroniques non exigé

Dans ce modèle de référence, les critères de la section 3.1 de l'annexe 1 concernant l'obligation de contrôler les accès électroniques ne sont pas remplis. Ce modèle de référence décrit une communication entre un *système électronique BES* à impact faible et un *actif électronique* situé à l'extérieur de l'actif comportant ce *système électronique BES* à impact faible. Cette communication utilise un protocole série non routable qui se trouve transporté dans un réseau étendu au moyen d'un mécanisme indépendant du protocole et capable de véhiculer des communications routables et non routables, par exemple un réseau à multiplexage temporel (TDM), un réseau optique synchrone (SONET) ou un réseau de commutation multiprotocole par étiquette (MPLS). Bien qu'il y ait par ailleurs une communication par protocole routable en entrée ou en sortie de l'actif comportant le *système électronique BES* à impact faible en plus de la communication entre le *système électronique BES* à impact faible et un *actif électronique* situé à l'extérieur de l'actif, la communication entre le *système électronique BES* à impact faible et l'*actif électronique* extérieur n'utilise pas une communication par protocole routable. Ce modèle présente une analogie avec le modèle de référence 9, en ce qu'il dépend d'un isolement logique pour empêcher toute communication entre un *système électronique BES* à impact faible et un *actif électronique* situé à l'extérieur de l'actif au moyen d'un protocole routable.



Modèle de référence 10

Connectivité par lien commuté

La *connectivité par lien commuté* avec un *système électronique BES* à impact faible autorise seulement les appels sortants (pas de réponse automatique) vers un numéro préprogrammé pour l'envoi de données. S'il y a *connectivité par lien commuté* entrante, elle est réalisée par un modem à fonction de rappel ou par un modem qui doit être télécommandé par le *centre de contrôle* ou la salle de commande, qui offre une certaine forme de contrôle d'accès ; sinon, le *système électronique BES* à impact faible doit avoir un contrôle d'accès.

Contrôles d'accès insuffisants

Exemples non limitatifs de situations où les contrôles d'accès seraient insuffisants pour satisfaire à cette exigence :

- Un actif a une *connectivité par lien commuté* et un *système électronique BES* à impact faible est accessible par un modem à réponse automatique qui relie tout appelant à l'*actif électronique*, lequel est muni d'un mot de passe par défaut. Il n'y a pas de véritable contrôle d'accès dans cette situation.
- Un *système électronique BES* à impact faible est équipé d'une carte sans fil reliée à un réseau de télécommunications public, ce qui rend le *système électronique BES* accessible par une adresse IP publique. Essentiellement, les *systèmes électroniques BES* à impact faible ne doivent pas être accessibles à partir d'Internet ou de moteurs de recherche comme Shodan.
- Dans le cas de cartes d'interface à double résidence ou multiréseaux sans désactivation du réacheminement IP dans l'*actif électronique* hors *BES* à l'intérieur de la zone DMZ afin d'assurer une coupure entre le ou les *systèmes électroniques BES* à impact faible et le réseau externe, l'exigence de « contrôle » des accès électroniques entrants et sortants ne serait pas respectée en supposant l'absence d'un autre pare-feu hôte ou d'autres dispositifs de sécurité pour cet *actif électronique* hors *BES*.

Exigence E2, section 4 de l'annexe 1 – Intervention en cas d'*incident de cybersécurité*

L'entité doit avoir un ou plusieurs plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* documentés couvrant chacun des thèmes indiqués à la section 4. Si, dans le cours normal des activités, on observe des opérations suspectes à un actif qui comporte un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible, l'entité mettra en œuvre un plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* qui guidera son action et l'amènera à signaler l'incident s'il atteint le niveau d'un *incident de cybersécurité à déclarer*.

Les entités sont libres de segmenter leurs plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* exigés à la section 4 de l'annexe 1 par actif ou par groupe d'actifs. Il n'est pas nécessaire que les plans soient établis par site d'actifs ou par *système électronique BES* à impact faible. Les entités peuvent choisir d'adopter un seul plan à l'échelle de l'entreprise pour remplir leurs obligations relativement aux *systèmes électroniques BES* à impact faible.

Le ou les plans doivent être mis à l'essai à intervalles de 36 mois. Il ne s'agit pas d'un exercice par *actif électronique BES* à impact faible ou par type d'*actif électronique BES*, mais plutôt d'un exercice pour chaque plan d'intervention en cas d'incident créé par l'entité pour satisfaire à cette exigence. Un *incident de cybersécurité à déclarer* réel compte comme essai, au même titre que d'autres essais par simulation. Les exercices dirigés par la NERC, comme la participation à GridEx, seraient aussi acceptables comme essais pourvu que le plan d'action de l'entité soit exécuté. Cette exigence oblige les entités à tenir à jour leurs plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*, et en particulier à les modifier si nécessaire dans les 180 jours suivant un essai ou un incident réel.

Pour les *systèmes électroniques BES* à impact faible, la seule partie de la définition d'*incident de cybersécurité* qui s'appliquerait est la suivante : « acte malveillant ou incident suspect qui […] perturbe ou avait pour but de perturber le fonctionnement d'un *système électronique BES* ». L'autre partie de cette définition ne doit pas servir à exiger le recours à des *périmètres de sécurité électronique* ou à des *périmètres de sécurité physique* pour les *systèmes électroniques BES* à impact faible.

Exigence E2, section 5 de l'annexe 1 – Atténuation des risques liés à l'introduction de programmes malveillants à partir d'*actifs électroniques temporaires* ou de *supports de stockage amovibles*

La plupart des *actifs électroniques BES* et des *systèmes électroniques BES* sont isolés des réseaux externes publics ou non fiables ; en conséquence, les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles* constituent souvent le seul moyen d'entrée et de sortie des fichiers pour des zones sécurisées dans le cadre d'opérations de maintenance, de surveillance ou de dépannage de systèmes

névralgiques. Les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles* se présentent assurément comme un vecteur de cyberattaque. Afin de protéger les *actifs électroniques BES* et les *systèmes électroniques BES*, la section 5 de l'annexe 1 de la norme CIP-003, liée à l'exigence E2 de cette norme, demande aux entités responsables de documenter et de mettre en œuvre un plan qui leur permettra d'atténuer le risque lié à l'introduction de programmes malveillants dans les *systèmes électroniques BES* à impact faible à partir d'*actifs électroniques temporaires* ou de *supports de stockage amovibles*. L'élaboration de ce plan amène l'entité responsable à documenter des processus que son organisation est capable de mettre en œuvre et qui cadrent avec ses processus de gestion des changements.

Les *actifs électroniques temporaires* sont très variés ; ils vont des dispositifs conçus spécialement pour la maintenance d'équipements liés au *BES* à des appareils courants (ordinateurs portatifs ou de bureau, tablettes, etc.) qui peuvent simplement se connecter à des *systèmes électroniques BES* ou exécuter des applications afférentes à ceux-ci et qui sont capables de transmettre du code exécutable aux *actifs électroniques BES* ou aux *systèmes électroniques BES*. Remarque : Les *actifs électroniques* connectés à un *système électronique BES* pendant moins de 30 jours en raison d'un retrait prématuré (par exemple à cause d'une panne) ne sont pas considérés comme des *actifs électroniques temporaires*. Les *supports de stockage amovibles* visés par cette exigence comprennent notamment les disquettes, les cédéroms, les clés USB, les disques durs externes et autres cartes ou lecteurs à mémoire flash (non volatile).

Exemples non limitatifs de ces dispositifs connectés temporairement :

- équipements de diagnostic ;
- équipements de maintenance de *systèmes électroniques BES* ; ou
- équipement de configuration de *systèmes électroniques BES*.

Afin de réaliser l'objectif d'atténuer les risques associés à l'introduction de programmes malveillants dans les *systèmes électroniques BES* à impact faible, la section 5 spécifie les ressources et les moyens de sécurité auxquels peuvent avoir recours les entités responsables d'après le type d'un actif et son propriétaire.

À partir de la liste d'options présentée à l'annexe 1, l'entité responsable est libre de choisir le ou les moyens qui lui conviennent le mieux, y compris pour documenter comment et quand elle entend examiner l'*actif électronique temporaire* sous son contrôle ou placé sous le contrôle d'une autre entité. L'entité doit éviter de mettre en place des fonctions de sécurité susceptibles d'affaiblir la fiabilité du réseau en agissant d'une manière qui nuirait au fonctionnement ou au soutien de l'*actif électronique temporaire* ou de l'*actif électronique BES*.

<u>Atténuation des risques liés à l'introduction de programmes malveillants</u>

Des expressions comme « atténuer le risque » ou « atténuation du risque » sont utilisées à la section 5 de l'annexe 1 à l'endroit des risques présentés par les programmes malveillants au moment de connecter des *actifs électroniques temporaires* et des *supports de stockage amovibles* à des *systèmes électroniques BES*. L'exigence d'atténuation consiste à réduire les risques pour la sécurité associés à la connexion de l'*actif électronique temporaire* ou du *support de stockage amovible*. Lorsqu'elles déterminent les moyens d'atténuer le risque lié à l'introduction de programmes malveillants, les entités n'ont pas à effectuer et à documenter une évaluation formelle des risques associés à l'introduction de programmes malveillants.

Prise en compte des capacités de l'*actif électronique temporaire*

Comme dans d'autres normes CIP, les moyens à utiliser par l'entité se limitent à ceux que le système est capable de mettre en œuvre. L'expression « selon les capacités de l'*actif électronique temporaire* » sert à éviter le recours à une exception pour raison technique (TFE) lorsqu'il est évident que certains moyens ne sont pas utilisables avec tel ou tel dispositif. Par exemple, dans le cas des programmes malveillants, bien des types de dispositifs n'ont pas la capacité de faire fonctionner un logiciel antivirus ; par conséquent, la mise en œuvre d'un logiciel antivirus ne serait pas exigée pour ces dispositifs.

Exigence E2, section 5.1 de l'annexe 1 – *Actifs électroniques temporaires* gérés par l'entité responsable

Dans le cas des *actifs électroniques temporaires* et des *supports de stockage amovibles* qui sont connectés à des *systèmes électroniques BES* à impact faible ainsi qu'à des *systèmes électroniques BES* à impact moyen ou élevé, les entités doivent comprendre que les niveaux d'exigences sont différents, et gérer ces actifs selon le programme qui correspond au niveau d'impact le plus élevé.

Section 5.1 : Les entités doivent documenter et mettre en œuvre leurs plans visant à atténuer les risques liés à l'introduction de programmes malveillants au moyen d'une ou de plusieurs des mesures de protection énumérées, selon les capacités de l'*actif électronique temporaire*.

Quant à la méthode choisie pour atténuer le risque lié à l'introduction de programmes malveillants, l'entité est libre d'appliquer cette méthode soit en permanence, soit à la demande. Exemple d'application permanente : gérer la solution antivirus pour le dispositif dans le cadre d'une solution de sécurité des points terminaux avec des mises à jour régulières des signatures ou des séquences de code, des balayages de système programmés, etc. Par contre, dans le cas de dispositifs utilisés assez rarement et dont les signatures ou les séquences de code ne sont pas tenues à jour, l'entité peut gérer ces dispositifs à la demande seulement, en demandant une mise à jour des signatures ou des séquences de code et un balayage du dispositif avant sa connexion afin de vérifier qu'il est exempt de programme malveillant.

Le choix d'une gestion permanente ou à la demande n'implique pas l'obligation de vérifier le dispositif avant chacune de ses connexions. Par exemple, si un dispositif géré à la demande est utilisé successivement pour la maintenance de plusieurs *actifs électroniques BES*, l'entité responsable peut choisir de documenter la mise à jour du dispositif avant sa connexion à titre d'*actif électronique temporaire* pour la première opération de maintenance. Pour l'équipe de rédaction, il est exclu d'exiger une écriture de registre pour chaque connexion d'un *actif électronique temporaire* à un *actif électronique BES*.

Voici d'autres indications sur les différentes méthodes utilisables pour atténuer le risque lié à l'introduction de programmes malveillants.

- Les logiciels antivirus, avec mises à jour manuelles ou systématiques des signatures ou des séquences de code, offrent une certaine souplesse pour gérer les *actifs électroniques temporaires* en déployant des logiciels antivirus ou des outils de sécurité des points terminaux qui assurent une mise à jour programmée des signatures ou des séquences de code. Par ailleurs, pour les dispositifs dont la connexion non régulière ne leur permet pas de recevoir des mises à jour programmées, l'entité peut choisir de mettre à jour les signatures ou les séquences de code et de balayer l'*actif électronique temporaire* avant sa connexion afin de confirmer l'absence de programme malveillant.
- La liste blanche d'applications consiste à autoriser seulement les applications et les processus nécessaires pour l'*actif électronique temporaire*. Ce procédé réduit la possibilité que des

programmes malveillants puissent s'exécuter sur l'*actif électronique temporaire* et attaquer l'*actif électronique BES* ou le *système électronique BES*.

- Si elles utilisent des méthodes autres que celles énumérées, les entités doivent documenter comment ces méthodes réalisent l'objectif d'atténuer le risque lié à l'introduction de programmes malveillants.

Si un programme malveillant est découvert dans l'*actif électronique temporaire*, il faut le neutraliser avant toute connexion à un *système électronique BES* afin d'empêcher que le programme malveillant ne s'y introduise. L'entité responsable peut également décider de ne pas connecter l'*actif électronique temporaire* à un *système électronique BES* afin de prévenir un tel risque. Par ailleurs, l'entité doit aussi déterminer si la détection du programme malveillant constitue un *incident de cybersécurité*.

Exigence E2, section 5.2 de l'annexe 1 – *Actifs électroniques temporaires* gérés par une tierce partie autre que l'entité responsable

La section 5 reconnaît également que l'entité responsable n'a aucun contrôle direct sur les *actifs électroniques temporaires* qui sont gérés par une tierce partie. Cependant, même dans ce cas, l'entité responsable est tenue de s'assurer que des moyens ont été déployés pour atténuer le risque lié à l'introduction de programmes malveillants dans des *systèmes électroniques BES* à impact faible à partir d'*actifs électroniques temporaires* qui ne relèvent pas de sa gestion. La section 5 demande aux entités d'examiner les pratiques de sécurité des tierces parties relativement aux *actifs électroniques temporaires* afin de réaliser l'objectif de l'exigence. La mention « avant de connecter l'*actif électronique temporaire* » vise à obliger l'entité responsable à effectuer l'examen avant la première connexion de l'*actif électronique temporaire* afin de réaliser l'objectif d'atténuer le risque lié à l'introduction de programmes malveillants. L'équipe de rédaction ne souhaite pas obliger l'entité responsable à effectuer un examen pour chaque connexion d'un *actif électronique temporaire* si l'entité responsable a déjà établi que cet *actif électronique temporaire* est conforme à l'objectif de sécurité. Il est exclu d'exiger une écriture de registre pour chaque connexion d'un *actif électronique temporaire* à un *actif électronique BES*.

Afin d'assurer un contrôle adéquat, les entités responsables peuvent conclure des ententes avec des tierces parties pour la prestation de services de soutien des *systèmes électroniques BES* et des *actifs électroniques BES* avec lesquels des *actifs électroniques temporaires* peuvent être utilisés. Les entités pourront juger avantageux d'adopter les clauses normalisées du département de l'Énergie des États-Unis pour les contrats de cybersécurité dans le domaine de la fourniture d'énergie (*Cybersecurity Procurement Language for Energy Delivery Systems*, avril 2014[1]). Ces clauses d'approvisionnement peuvent aider à harmoniser les actions de l'entité responsable et des tierces parties chargées du soutien des *systèmes électroniques BES* et des *actifs électroniques BES*. Les attributs du programme de protection des infrastructures essentielles (CIP), y compris les rôles et responsabilités, les contrôles d'accès, la surveillance, la journalisation, la gestion des vulnérabilités et celle des correctifs logiciels ainsi que les interventions en cas d'incident et la récupération des sauvegardes, peuvent faire partie des prestations confiées à une tierce partie. Les entités pourront s'inspirer des chapitres *General Cybersecurity Procurement Language* et *The Supplier's Life Cycle Security Program* du document précité pour la rédaction des ententes-cadres de services, des contrats et des processus et contrôles du programme CIP.

1. http://www.energy.gov/oe/downloads/cybersecurity-procurement-language-energy-delivery-april-2014

Section 5.2.1 : Les entités doivent documenter et mettre en œuvre leurs processus d'atténuation du risque lié à l'introduction des programmes malveillants, comportant une ou plusieurs des mesures d'atténuation indiquées ci-après.

- Procéder à un examen des niveaux de tenue à jour des logiciels antivirus ainsi que des signatures ou des séquences de code afin de s'assurer que ces niveaux permettent à l'entité responsable d'atténuer adéquatement le risque lié à l'introduction de programmes malveillants dans un système visé.
- Procéder à un examen des processus antivirus ou de sécurisation des points terminaux de la tierce partie afin de s'assurer que ces processus permettent à l'entité responsable d'atténuer adéquatement le risque lié à l'introduction de programmes malveillants dans un système visé.
- Procéder à un examen de l'utilisation par la tierce partie de listes blanches d'applications pour atténuer le risque lié à l'introduction de programmes malveillants dans un système visé.
- Procéder à un examen de l'utilisation de systèmes d'exploitation ou de logiciels exécutables uniquement à partir de supports non inscriptibles afin de s'assurer que les supports eux-mêmes sont exempts de tout programme malveillant. Les entités doivent examiner les processus de préparation des supports non inscriptibles ainsi que les supports eux-mêmes.
- Procéder à un examen des pratiques adoptées par la tierce partie pour le renforcement du système d'exploitation afin de s'assurer que les ports, services, applications et autres éléments inutiles ont été désactivés ou retirés. Cette mesure vise à réduire la surface d'attaque de l'*actif électronique temporaire* et à limiter les voies d'introduction de programmes malveillants.

Section 5.2.2 : Cette section vise à faire en sorte que si, lors de l'examen prescrit à la section 5.2.1, des lacunes sont constatées, les mesures d'atténuation des risques liés à des programmes malveillants pour les *systèmes électroniques BES* à impact faible soient effectivement mises en œuvre avant la connexion du ou des actifs à un système visé.

Exigence E2, section 5.3 de l'annexe 1 – *Supports de stockage amovibles*

Les entités ont un degré de contrôle élevé sur les *supports de stockage amovibles* destinés à être connectés à leurs *actifs électroniques BES*.

Section 5.3 : Les entités doivent documenter et mettre en œuvre leurs processus d'atténuation du risque lié à l'introduction de programmes malveillants, comportant un ou plusieurs moyens de détecter tout programme malveillant sur les *supports de stockage amovibles* avant leur connexion à un *actif électronique BES*. La détection de programmes malveillants doit normalement se faire à partir d'un système qui ne fait pas partie d'un *système électronique BES*, afin d'atténuer le risque lié à la propagation de programmes malveillants dans le réseau des *systèmes électroniques BES* ou dans un des *actifs électroniques BES*. Si un programme malveillant est détecté, il faut le supprimer ou le neutraliser afin qu'il ne puisse pas être introduit dans un *actif électronique BES* ou un *système électronique BES*. L'entité doit aussi déterminer si la détection du programme malveillant constitue un *incident de cybersécurité*. La fréquence et le choix du moment d'utilisation des moyens de détection des programmes malveillants ont été intentionnellement exclus de l'exigence, car il existe de multiples scénarios temporels possibles pour un plan d'atténuation du risque lié à l'introduction de programmes malveillants. L'équipe de rédaction ne souhaite pas obliger l'entité responsable à effectuer un examen pour chaque connexion d'un *actif électronique temporaire*, mais plutôt à mettre en œuvre son ou ses plans d'une façon qui protège tous les *systèmes électroniques BES* avec lesquels un *support de stockage*

amovible pourrait être utilisé. Il est exclu d'exiger une écriture de registre pour chaque connexion d'un *actif électronique temporaire* à un *actif électronique BES*.

Pour la détection des programmes malveillants, les entités peuvent choisir d'utiliser des *supports de stockage amovibles* auxquels sont intégrés des outils de détection de programmes malveillants. Dans ce cas, les outils de détection intégrés au *support de stockage amovible* doivent quand même être utilisés en combinaison avec un *actif électronique*. La section 5.3.1 précise que l'*actif électronique* utilisé pour la détection de programmes malveillants doit être situé à l'extérieur du *système électronique BES*.

Exigence E3

L'esprit de l'exigence E3 de la norme CIP-003-8 reste pratiquement inchangé par rapport aux versions antérieures de la norme. La description spécifique du *cadre supérieur CIP* est maintenant comprise dans les termes définis, ce qui évite de l'expliciter dans le texte de la norme de fiabilité et de devoir créer des renvois à la norme dans d'autres documents. Le *cadre supérieur CIP* est appelé à jouer un rôle clé pour assurer la planification stratégique appropriée, la sensibilisation des dirigeants et du conseil d'administration ainsi que la gouvernance générale du programme.

Exigence E4

Comme l'indique la justification de l'exigence E4 de la norme CIP-003-8, cette exigence vise à démontrer une chaîne d'autorité et d'imputabilité claire en matière de sécurité. L'intention de l'équipe de rédaction (SDT) était de ne pas imposer une structure organisationnelle particulière ; elle laisse plutôt à l'entité responsable une ample marge de manœuvre pour adapter cette exigence à sa structure organisationnelle existante. Une entité responsable peut satisfaire à cette exigence au moyen d'un seul ou de plusieurs documents de délégation. L'entité responsable peut aussi déléguer les pouvoirs de délégation eux-mêmes pour augmenter la souplesse de mise en œuvre dans son organisation. Dans un tel cas, les délégations peuvent être dispersées dans de multiples documents, pourvu que l'ensemble de ces documents décrive une chaîne d'autorité claire qui remonte au *cadre supérieur CIP*. De plus, le *cadre supérieur CIP* pourrait aussi choisir de ne déléguer aucun pouvoir et de respecter cette exigence sans recourir à des documents de délégation.

L'entité responsable doit tenir à jour la documentation relative au *cadre supérieur CIP* et à ses délégations afin d'éviter que des individus n'exercent des pouvoirs non documentés. Cependant, il n'est pas nécessaire de réaffirmer les délégations si le délégant change de poste ou est remplacé. Par exemple, supposons que Pierre Untel soit désigné comme *cadre supérieur CIP* et qu'il délègue une tâche au directeur de la maintenance des postes électriques. Si Pierre Untel est remplacé comme *cadre supérieur CIP*, la documentation du *cadre supérieur CIP* doit être mise à jour dans le délai prescrit, mais la délégation existante au directeur de la maintenance des postes électriques reste en vigueur telle qu'elle a été approuvée par le *cadre supérieur CIP* précédent, Pierre Untel.

Justification

Pendant l'élaboration de cette norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de l'exigence E1

Une ou plusieurs politiques de sécurité assurent une mise en œuvre efficace des exigences des normes de fiabilité sur la cybersécurité. Ces politiques visent à constituer les bases de la gestion et de la gouvernance pour toutes les exigences applicables aux *systèmes électroniques BES* de l'entité responsable. L'entité responsable peut démontrer par ses politiques que ses dirigeants appuient les mesures d'imputabilité et de responsabilisation nécessaires pour une mise en œuvre efficace des exigences.

Le réexamen et l'approbation annuels des politiques de cybersécurité assurent la tenue à jour de ces politiques et réaffirment périodiquement l'engagement des dirigeants envers la protection de leurs *systèmes électroniques BES*.

Justification de l'exigence E2

En réponse à l'ordonnance 791 de la FERC, l'exigence E2 demande aux entités d'élaborer et de mettre en œuvre des plans de cybersécurité afin d'atteindre des objectifs précis en matière de mécanismes de sécurité pour leurs actifs comportant un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible. Les plans de cybersécurité couvrent cinq thèmes : 1) la sensibilisation à la cybersécurité ; 2) les mesures de sécurité physique ; 3) le contrôle des accès électroniques ; 4) l'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* ; et 5) l'atténuation des risques liés à l'introduction de programmes malveillants à partir d'*actifs électroniques temporaires* ou de *supports de stockage amovibles*. Ces plans, combinés aux politiques de cybersécurité spécifiées à l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, présentent un cadre pour la mise en place de mesures opérationnelles, administratives et techniques visant les *systèmes électroniques BES* à impact faible.

Considérant la diversité des *systèmes électroniques BES* à impact faible dans l'ensemble du *BES*, l'annexe 1 offre aux entités responsables une certaine latitude quant à la manière d'appliquer les mécanismes de sécurité pour atteindre les objectifs de sécurité. En outre, comme beaucoup d'entités responsables ont des *systèmes électroniques BES* pour plusieurs catégories d'impact, rien dans l'exigence ne leur interdit d'utiliser leurs politiques, procédures et processus applicables aux *systèmes électroniques BES* à impact moyen ou élevé pour les mécanismes de sécurité visant les *systèmes électroniques BES* à impact faible, comme l'explique en détail l'annexe 1 relative à l'exigence E2.

Les entités responsables utiliseront leurs actifs comportant des *systèmes électroniques BES* à impact faible (désignés selon les critères de la norme CIP-002) pour déterminer les sites ou emplacements associés à des *systèmes électroniques BES* à impact faible. Cependant, les entités responsables ne sont nullement obligées de tenir des listes de leurs *systèmes électroniques BES* à impact faible et des *actifs électroniques* connexes, ni de tenir une liste des utilisateurs autorisés.

Justification des modifications aux sections 2 et 3 de l'annexe 1 (exigence E2) :

L'exigence E2 demande aux entités d'élaborer et de mettre en œuvre un ou des plans de cybersécurité afin de réaliser des objectifs de sécurité précis pour leurs actifs comportant un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible. Au paragraphe 73 de son ordonnance 822, la FERC demande à la NERC de modifier « la définition du terme *connectivité externe routable à impact faible* en fonction du commentaire de la section Principes directeurs et fondements techniques de la norme CIP-003-6… afin

d'apporter un éclaircissement souhaitable à cette définition et d'éliminer l'ambiguïté du mot "direct" utilisé dans la définition proposée… dans les douze mois suivant l'entrée en vigueur de cette décision finale ».

Les révisions de la section 3 de l'annexe 1 reprennent des portions de la définition du terme *connectivité externe routable à impact faible* (*LERC*) et mettent l'accent sur l'exigence de contrôle des accès électroniques pour les actifs comportant un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible. Ce changement oblige l'entité responsable à autoriser uniquement les accès électroniques entrants et sortants jugés nécessaires s'il existe une communication par protocole routable, en entrée ou en sortie d'un actif, entre un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible de cet actif et un ou des *actifs électroniques* situés à l'extérieur de cet actif. Si une telle communication est présente, l'entité responsable doit mettre en place un contrôle des accès électroniques, sauf si la communication répond à l'exemption suivante du sous-alinéa iii), qui faisait partie de la définition du terme *LERC* : « ne servant pas à des fonctions de commande ou de protection à délai critique entre des dispositifs électroniques intelligents (par exemple, des communications utilisant le protocole R-GOOSE de la norme CEI TR-61850-90-5) ».

Les changements apportés à la section 2 de l'annexe 1 sont liés à ceux de la section 3 ; il est maintenant demandé à l'entité responsable de contrôler l'accès physique « à tout *actif électronique* qu'elle décide d'affecter, conformément à la section 3.1, au contrôle des accès électroniques ». L'accent mis sur le contrôle des accès électroniques plutôt que sur les points d'accès électronique de *système électronique BES* à impact faible élimine le besoin de ceux-ci.

En raison de ces changements aux sections 2 et 3, les termes connectivité externe routable à impact faible (LERC) et point d'accès électronique de *système électronique BES* à impact faible (LEAP) seront retirés du glossaire de la NERC.

Justification de la section 5 de l'annexe 1 (exigence E2) :

L'exigence E2 demande aux entités d'élaborer et de mettre en œuvre un ou des plans de cybersécurité afin de réaliser des objectifs de sécurité précis pour leurs actifs comportant un ou des *systèmes électroniques BES* à impact faible. Au paragraphe 32 de son ordonnance 822, la FERC demande à la NERC de « …rendre obligatoires des mesures de protection visant les actifs temporaires utilisés avec les *systèmes électroniques BES* à impact faible, d'après le risque pour la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* ». Les actifs temporaires sont des vecteurs potentiels d'introduction de programmes malveillants dans les *systèmes électroniques BES* à impact faible. La section 5 de l'annexe 1 vise à combattre le risque de contamination du *BES* par des maliciels propagés par l'entremise de *systèmes électroniques BES* à impact faible, en demandant aux entités d'élaborer et de mettre en œuvre un ou des plans à cette fin. Ces plans de cybersécurité, combinés aux politiques de cybersécurité spécifiées à l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, présentent un cadre pour la mise en place de mesures opérationnelles, administratives et techniques visant les *systèmes électroniques BES* à impact faible.

Justification de l'exigence E3

La désignation du *cadre supérieur CIP* et sa documentation assurent une autorité et une imputabilité claires pour le programme CIP dans l'organisation, en réponse à la recommandation 43 du rapport sur la panne de courant de 2003. La description des responsabilités du *cadre supérieur CIP* figure au *glossaire de la NERC*, de telle sorte que ce terme peut être utilisé dans l'ensemble des normes CIP sans renvoi explicite.

Le paragraphe 296 de l'ordonnance 706 de la FERC pose la question de savoir si le cadre supérieur désigné devrait être un dirigeant de la société ou l'équivalent. Comme l'indique la définition du terme, le *cadre supérieur CIP* « dispose de l'autorité et de la responsabilité pour mener et gérer la mise en œuvre et le respect permanent des exigences » de cet ensemble de normes, ce qui assure que le cadre supérieur détient une autorité suffisante au sein de l'entité responsable pour que la cybersécurité reçoive toute l'attention nécessaire. En outre, étant donné la variété des modèles de gestion des entités responsables (entités municipales, coopératives, organismes fédéraux, entreprises privées d'utilité publique, etc.), la SDT est d'avis que l'exigence que le *cadre supérieur CIP* soit « un dirigeant de la société ou l'équivalent » serait extrêmement difficile à interpréter et à mettre en application de manière homogène.

Justification de l'exigence E4

Cette exigence vise à assurer une imputabilité claire au sein de l'organisation pour certains points relatifs à la sécurité. Elle fait aussi en sorte que les délégations soient tenues à jour et que nul n'exerce de pouvoirs sans délégation documentée.

Aux paragraphes 379 et 381 de son ordonnance 706, la FERC indique que la recommandation 43 du rapport sur la panne de courant de 2003 réclame « des chaînes d'autorité et d'imputabilité claires en matière de sécurité ». C'est ce qui a amené l'équipe de rédaction à clarifier l'exigence en matière de délégation, de manière que la chaîne d'autorité en question soit claire et que les délégations de pouvoir soient dûment documentées.

Annexe CIP-003-8-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
CIP-003-8 — Cybersécurité — Mécanismes de gestion de la sécurité

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière

2. Numéro : Aucune disposition particulière

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités Fonctionnelles

Aucune disposition particulière

4.2. Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP) et aux installations spécifiées pour le *distributeur*. Dans l'application de cette norme, toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « BES » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « RTP » respectivement.

Exemptions additionnelles

Sont exemptés de l'application de la présente norme :

- Toute installation de production qui répond aux deux conditions suivantes : (1) la puissance nominale de l'installation est de 300 MVA ou moins et (2) aucun groupe de l'installation ne peut être synchronisé avec un réseau voisin.
- Postes élévateurs des installations de production identifiées au point précédent.

5. Date d'entrée en vigueur au Québec :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 10 septembre 2020

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 10 septembre 2020

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er octobre 2021

6. Contexte : Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité à la norme de fiabilité visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Annexe 1

Aucune disposition particulière

Annexe 2

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	10 septembre 2020	Nouvelle annexe.	Nouvelle
2	16 octobre 2020	Améliorations de forme	Révision

A. Introduction

1. **Titre :** Cybersécurité – Personnel et formation

2. **Numéro :** CIP-004-7

3. **Objet :** Réduire au minimum les risques de compromissions susceptibles d'entraîner un fonctionnement incorrect ou une instabilité du *système de production-transport d'électricité* (*BES*) et attribuables à des personnes qui accèdent à des *systèmes électroniques BES,* en exigeant une évaluation des risques liés au personnel, une formation, une sensibilisation à la sécurité et une gestion des accès qui soient adéquates pour protéger ces *systèmes électroniques BES*.

4. **Applicabilité :**

4.1. **Entités fonctionnelles :** Dans le contexte de la présente norme, les entités fonctionnelles indiquées ci-après seront appelées collectivement « entités responsables ». Si certaines exigences visent plus spécifiquement une entité fonctionnelle ou un sous-ensemble d'entités fonctionnelles, la ou les entités fonctionnelles sont précisées explicitement.

4.1.1. ***Responsable de l'équilibrage***

4.1.2. ***Distributeur*** qui possède un ou plusieurs des systèmes, *installations* et équipements suivants pour la protection ou la remise en charge du *BES* :

4.1.2.1. Système de délestage de *charge* en sous-fréquence (DSF) ou en sous-tension (DST) qui :

4.1.2.1.1. fait partie d'un programme de délestage de *charge* visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale* ; et

4.1.2.1.2. effectue des délestages de *charge* automatiques de 300 MW ou plus sous la commande d'un système commun détenu par l'entité responsable, sans intervention humaine.

4.1.2.2. *Automatisme de réseau* (*RAS*) visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.1.2.3. *Système de protection* de réseau de *transport* (à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST) visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.1.2.4. *Chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des prochains groupes de production à démarrer.

4.1.3. ***Exploitant d'installation de production***

4.1.4. ***Propriétaire d'installation de production***

4.1.5. ***Coordonnateur de la fiabilité***

4.1.6. ***Exploitant de réseau de transport***

4.1.7. ***Propriétaire d'installation de transport***

4.2. ***Installations*** **:** Dans le contexte de la présente norme, les systèmes, *installations* et équipements suivants détenus par une entité responsable indiquée à la section 4.1 sont visés par les exigences. Si certaines exigences visent plus spécifiquement un type ou un sous-ensemble de systèmes, d'*installations* ou d'équipements, ceux-ci sont précisés explicitement.

4.2.1. ***Distributeur*** **:** Chacun des systèmes, *installations*, et équipements suivants détenus par le *distributeur* pour la protection ou la remise en charge du *BES* :

4.2.1.1. Système de DSF ou de DST qui :

4.2.1.1.1. fait partie d'un programme de délestage de *charge* visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale* ; et

4.2.1.1.2. effectue des délestages de *charge* automatiques de 300 MW ou plus sous la commande d'un système commun détenu par l'entité responsable, sans intervention humaine.

4.2.1.2. *Automatisme de réseau* (*RAS*) visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.2.1.3. *Système de protection* de réseau de *transport* (à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST) visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.2.1.4. *Chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des prochains groupes de production à démarrer.

4.2.2. **Entités responsables indiquées en 4.1, sauf les *distributeurs* :** Toutes les *installations* du *BES*.

4.2.3. **Exemptions :** Sont exemptés de la norme CIP-004-7 :

4.2.3.1. Les *actifs électroniques* aux *installations* réglementées par la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

4.2.3.2. Les *actifs électroniques* associés aux réseaux de communication et aux liaisons d'échange de données entre des *périmètres de sécurité électroniques* distincts.

4.2.3.3. Les systèmes, structures et composants régis par la U.S. Nuclear Regulatory Commission en vertu d'un plan de cybersécurité conforme au règlement CFR 10, section 73.54.

4.2.3.4. Dans le cas des *distributeurs*, les systèmes et les équipements non mentionnés à la section 4.2.1 ci-dessus.

4.2.3.5. Les entités responsables qui déterminent n'avoir aucun *système électronique BES* classé dans les catégories « impact élevé » ou « impact moyen » selon le processus d'inventaire et de catégorisation de la norme CIP-002-5.1a.

5. Dates d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre de la norme CIP-004-7.

6. Contexte : La norme CIP-004 fait partie d'une série de normes CIP sur la cybersécurité qui exigent l'inventaire et la catégorisation initiales des *systèmes électroniques BES*, ainsi qu'un niveau minimal de mesures organisationnelles, opérationnelles et administratives pour réduire les risques aux *systèmes électroniques BES*.

La plupart des exigences commencent ainsi : « Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs [processus, plans, etc.] documentés qui couvrent tous les alinéas applicables du tableau [référence au tableau]. » Le tableau en référence précise les éléments qui doivent être inclus dans les procédures pour le thème commun de l'exigence.

L'expression « processus documenté » désigne un ensemble de consignes spécifiques à l'entité responsable et visant à produire un résultat particulier. Cette expression n'implique pas de structure de nommage ou d'approbation au-delà de la formulation des exigences. Une entité doit inclure tout ce qu'elle juge nécessaire dans ses processus documentés, en s'assurant de bien couvrir les exigences pertinentes.

Les mots « programme » et « plan » sont parfois utilisés au lieu de « processus documenté », dans la mesure où la compréhension relève du bon sens. Par exemple, les processus documentés qui décrivent une réponse sont généralement appelés « plans » (plan d'action en cas d'incident, plan de rétablissement, etc.). De plus, un plan de sécurité peut décrire une approche comportant plusieurs procédures couvrant un thème étendu.

De même, le mot « programme » peut désigner la mise en œuvre générale par l'organisation de ses politiques, plans et procédures portant sur un thème donné. Le programme d'évaluation des risques liés au personnel et le programme de formation du personnel sont des exemples qui figurent dans les normes. La mise en œuvre complète des normes CIP sur la cybersécurité pourrait aussi être appelée « programme ». Toutefois, les mots « programme » et « plan » n'impliquent pas d'exigences supplémentaires au-delà de ce qui est indiqué dans les normes.

Les entités responsables peuvent mettre en œuvre des moyens communs qui répondent aux besoins de plusieurs *systèmes électroniques BES* à impact élevé et moyen. Par exemple, un même programme de formation pourrait répondre aux exigences en formation du personnel concernant plusieurs *systèmes électroniques BES*.

Les mesures auxquelles renvoie l'énoncé initial de l'exigence correspondent simplement aux processus documentés eux-mêmes. La colonne « Mesures » présente des exemples de pièces justificatives attestant la documentation et la mise en œuvre des éléments pertinents dans les processus documentés ; ces exemples sont présentés à titre indicatif, et leur liste ne doit pas être considérée comme exhaustive.

Dans l'ensemble des normes, sauf indication particulière, les éléments présentés à la section Exigences et mesures sous forme de liste à puces sont liés par l'opérateur « ou », et les éléments présentés sous forme de liste numérotée sont liés par l'opérateur « et ».

Plusieurs références de la section Applicabilité utilisent un seuil de 300 MW pour les systèmes de DSF et de DST. Ce seuil particulier de 300 MW pour les systèmes de DSF et de DST provient de la version 1 des normes CIP sur la cybersécurité. Le seuil demeure à 300 MW puisqu'il concerne spécifiquement les systèmes de DST et de DSF, qui constituent des efforts de dernier recours pour sauver le *BES*. Un examen des tolérances des systèmes de DSF définies dans les *normes de fiabilité* régionales pour les exigences des programmes de DSF à ce jour indique que la valeur historique de 300 MW représente une valeur de seuil adéquate et raisonnable pour les tolérances d'exploitation admissibles des systèmes de DSF.

Colonne « Systèmes visés » des tableaux

Chaque tableau comporte une colonne intitulée « Systèmes visés » qui définit plus précisément les systèmes auxquels s'applique l'exigence. La SDT (équipe de rédaction) CSO706 a adapté ce concept à partir du cadre de gestion des risques du National Institute of Standards and Technology (NIST) en

vue d'établir une méthode d'application des exigences qui tient compte plus adéquatement de l'impact et des caractéristiques de connectivité. La colonne « Systèmes visés » repose sur les conventions suivantes :

- ***Systèmes électroniques BES* à impact élevé –** Désigne les *systèmes électroniques BES* classés dans la catégorie « impact élevé », selon le processus d'inventaire et de catégorisation de la norme CIP-002-5.1a.
- ***Systèmes électroniques BES* à impact moyen –** Désigne les *systèmes électroniques BES* classés dans la catégorie « impact moyen », selon le processus d'inventaire et de catégorisation de la norme CIP-002-5.1a.
- ***Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable*** – Désigne uniquement les *systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable*. Exclut les *actifs électroniques* des *systèmes électroniques BES* auxquels on ne peut avoir accès directement par *connectivité externe routable*.
- ***Systèmes de contrôle ou de surveillance des accès électroniques* (*EACMS*)** – Désigne tout *système de contrôle ou de surveillance des accès électroniques* associé à un *système* électronique *BES* à impact élevé ou moyen visé. Exemples non limitatifs : pare-feu, serveurs d'authentification et systèmes de surveillance de registre d'événements et d'alerte.
- ***Systèmes de contrôle des accès physiques* (*PACS*)** – Désigne tout *système de contrôle des accès physiques* ***associé*** à un *système électronique BES* à impact élevé ou moyen visé à *connectivité externe routable*.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs processus documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E1 (CIP-004-7) – Programme de sensibilisation à la sécurité.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

M1. Les pièces justificatives doivent comprendre chacun des processus documentés applicables qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E1 (CIP-004-7) – Programme de sensibilisation à la sécurité ; d'autres pièces justificatives doivent attester la mise en œuvre, selon la colonne Mesures du tableau.

Tableau E1 (CIP-004-7) – Programme de sensibilisation à la sécurité			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen.	Une sensibilisation à la sécurité qui, au moins une fois par trimestre civil, rappelle les pratiques de cybersécurité (pouvant inclure les pratiques de sécurité physique associées) au personnel de l'entité responsable qui a un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement à des *systèmes électroniques BES*.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : des documents attestant que le rappel trimestriel a été fait. Exemples non limitatifs de pièces justificatives du rappel : des copies datées de l'information utilisée pour rappeler les pratiques de sécurité et des preuves de distribution, notamment : • communications ciblées (p. ex., courriels, notes de service, formation en ligne, etc.) ; • communications générales (p. ex., affiches, intranet, brochures, etc.) ; ou • rappels et soutien de la direction (p. ex., présentations, réunions, etc.).

E2. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou des programmes de formation sur la cybersécurité axée sur les rôles, les fonctions ou les responsabilités de chacun, qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E2 (CIP-004-7) – Programme de formation sur la cybersécurité.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

M2. Les pièces justificatives doivent comprendre les programmes de formation qui couvrent tous les alinéas applicables du tableau E2 (CIP-004-7) – Programme de formation sur la cybersécurité ; d'autres pièces justificatives doivent attester la mise en œuvre des programmes.

Tableau E2 (CIP-004-7) – Programme de formation sur la cybersécurité			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
2.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés.	Formation portant sur : 2.1.1. les politiques de cybersécurité ; 2.1.2. le contrôle des accès physiques ; 2.1.3. le contrôle des accès électroniques ; 2.1.4. le programme de contrôle des visiteurs ; 2.1.5. la gestion et le stockage de l'*information des systèmes électroniques BES* ; 2.1.6. la détection des *incidents de cybersécurité* et l'envoi des avis initiaux conformément au plan d'intervention en cas d'incident de l'entité ; 2.1.7. les plans de rétablissement des *systèmes électroniques BES* ; 2.1.8. l'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* ; et 2.1.9. les risques pour la cybersécurité associés à l'interconnectabilité et à l'interopérabilité des *systèmes électroniques BES* avec d'autres *actifs électroniques*, y compris des *actifs électroniques temporaires*	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : matériel de formation comme des présentations PowerPoint, des notes à l'intention des formateurs ou des étudiants, ou des documents de cours.

Tableau E2 (CIP-004-7) – Programme de formation sur la cybersécurité			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
		et des *supports de stockage amovibles*.	
2.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés.	Exiger que soit suivie au complet la formation énoncée à l'alinéa 2.1 avant que soit accordé un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement à des *actifs électroniques* visés, sauf dans des *circonstances CIP exceptionnelles*.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : registres de formation et documents attestant l'invocation de *circonstances CIP exceptionnelles*.
2.3	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés.	Exiger que la formation énoncée à l'alinéa 2.1 soit suivie au complet au moins une fois tous les 15 mois civils.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : registres de formation individuels datés.

E3. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs programmes documentés d'évaluation des risques liés au personnel en vue de l'octroi ou du maintien des accès électroniques autorisés ou des accès physiques autorisés sans accompagnement à des *systèmes électroniques BES* et qui, collectivement, couvrent tous les parties alinéas applicables du tableau E3 (CIP-004-7) – Programme d'évaluation des risques liés au personnel.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M3. Les pièces justificatives doivent comprendre le ou les programmes documentés d'évaluation des risques liés au personnel qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E3 (CIP-004-7) – Programme d'évaluation des risques liés au personnel ; d'autres pièces justificatives doivent attester la mise en œuvre du ou des programmes.

Tableau E3 (CIP-004-7) – Programme d'évaluation des risques liés au personnel			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
3.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les PACS associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés.	Processus de confirmation de l'identité.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : documents attestant le processus suivi par l'entité responsable pour confirmer l'identité.

Tableau E3 (CIP-004-7) – Programme d'évaluation des risques liés au personnel			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
3.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés.	Processus de vérification des antécédents judiciaires sur les sept années précédentes dans le cadre de chaque évaluation des risques liés au personnel, qui comprend : 3.2.1 le lieu où réside actuellement la personne, peu importe depuis combien de temps ; et 3.2.2 les autres endroits où, au cours des sept années précédant la date de vérification des antécédents judiciaires, la personne a résidé pendant au moins six mois consécutifs. S'il est impossible de mener une vérification complète des antécédents judiciaires sur les sept années précédentes, pousser la vérification le plus loin possible et consigner les motifs pour lesquels la vérification complète sur cette période n'a pu se faire.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : documents attestant le processus suivi par l'entité responsable pour vérifier les antécédents criminels sur les sept dernières années.

Tableau E3 (CIP-004-7) – Programme d'évaluation des risques liés au personnel			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
3.3	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés.	Critères ou processus pour évaluer les résultats de la vérification des antécédents judiciaires en vue d'autoriser un accès.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : documents attestant le processus de l'entité responsable pour évaluer les résultats des vérifications des antécédents judiciaires.
3.4	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés.	Critères ou processus pour vérifier que les évaluations des risques liés au personnel dont les contractuels et les fournisseurs de services doivent faire l'objet sont menées conformément aux alinéas 3.1 à 3.3.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents attestant les critères ou le processus de l'entité responsable pour vérifier les évaluations des risques liés au personnel pour les contractuels et les fournisseurs de services.
3.5	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés.	Processus permettant de s'assurer que les personnes ayant un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement ont fait l'objet d'une évaluation des risques liés au personnel conformément aux alinéas 3.1 à 3.4 au cours des sept dernières années.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents attestant le processus suivi par l'entité responsable pour s'assurer que les personnes ayant un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement ont fait l'objet d'une évaluation des risques liés au personnel au cours des sept dernières années.

E4. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs programmes documentés de gestion des accès qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E4 (CIP-004-7) – Programme de gestion des accès.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation et exploitation le même jour]

M4. Les pièces justificatives doivent comprendre les processus documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E4 (CIP-004-7) – Programme de gestion des accès ; d'autres pièces justificatives doivent attester la mise en œuvre des mesures du programme de gestion des accès selon la colonne Mesures du tableau.

Tableau E4 (CIP-004-7) – Programme de gestion des accès			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
4.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés.	Processus d'autorisation selon le besoin déterminé par l'entité responsable, sauf dans des *circonstances CIP exceptionnelles* : 4.1.1. de l'accès électronique ; et 4.1.2. de l'accès physique sans accompagnement dans un *périmètre de sécurité physique*.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents datés attestant le processus suivi pour autoriser un accès électronique et un accès physique sans accompagnement à un *périmètre de sécurité physique*.

Tableau E4 (CIP-004-7) – Programme de gestion des accès			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
4.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés.	Vérifier, au moins une fois par trimestre civil, que les personnes ayant un accès électronique ou un accès physique sans accompagnement en vigueur sont consignées dans des dossiers d'autorisation.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : • documents datés attestant une comparaison entre la liste automatisée des personnes pour lesquelles on a autorisé l'accès (base de données des activités de fourniture) et la liste automatisée des personnes auxquelles on a fourni un accès (liste des comptes utilisateurs) ; ou • documents datés attestant une comparaison entre la liste des personnes pour lesquelles on a autorisé l'accès (formulaires d'autorisation) et la liste des personnes auxquelles on a fourni un accès (formulaires de fourniture d'accès ou liste des comptes partagés).

Tableau E4 (CIP-004-7) – Programme de gestion des accès			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
4.3	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés.	Dans le cas des accès électroniques, vérifier, au moins une fois tous les 15 mois civils, que tous les comptes utilisateurs, groupes de comptes utilisateurs ou catégories de rôles d'utilisateur, ainsi que leurs droits d'accès respectifs, sont correctement attribués et qu'ils sont ceux jugés nécessaires par l'entité responsable.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documentation de l'examen, y compris tous les éléments suivants : 1. liste datée de tous les comptes ou groupes de comptes ou rôles au sein du système ; 2. description sommaire des droits d'accès associés à chaque groupe ou rôle ; 3. comptes attribués au groupe ou au rôle ; et 4. preuve datée attestant qu'on a vérifié que les droits d'accès du groupe sont autorisés et qu'ils correspondent aux fonctions de toute personne à qui ils sont attribués.

E5. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs programmes documentés de révocation d'accès qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E5 (CIP-004-7) – Révocation d'accès.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation le même jour et planification de l'exploitation]

M5. Les pièces justificatives doivent comprendre chacun des programmes documentés applicables qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E5 (CIP-004-7) – Révocation d'accès ; d'autres pièces justificatives doivent attester la mise en œuvre selon la colonne Mesures du tableau.

Tableau E5 (CIP-004-7) – Révocation d'accès			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
5.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés.	Processus déclenchant le retrait à une personne de la possibilité d'accès physique sans accompagnement et d'*accès distant interactif* lors de son départ et menant à bien ce processus dans un délai de 24 heures suivant le départ. (Le retrait de la possibilité d'accès peut différer de la suppression, de la désactivation, de la révocation ou du retrait de tous les droits d'accès.)	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : 1. formulaire d'activité ou d'approbation daté qui confirme le retrait d'accès associé au départ ; et 2. journaux ou autres preuves attestant que la personne ne dispose plus d'un accès.

Tableau E5 (CIP-004-7) – Révocation d'accès			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
5.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés.	Dans le cas d'une réaffectation ou d'une mutation, révoquer l'accès électronique autorisé aux comptes individuels et l'accès physique sans accompagnement autorisé que l'entité responsable juge non nécessaires avant la fin du jour civil suivant la date, déterminée par l'entité responsable, où la personne n'a plus besoin de ces accès.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : 1. formulaire d'activité ou d'approbation daté attestant l'examen des accès logique et physique ; et 2. journaux ou autres preuves attestant que la personne ne dispose plus des accès que l'entité responsable détermine comme n'étant plus nécessaires.
5.3	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : • les *EACMS* associés.	Dans le cas d'un départ, révoquer l'accès aux comptes utilisateurs non partagés de la personne (à moins que l'accès ait déjà été révoqué selon l'exigence E5.1), dans les 30 jours civils suivant la date à laquelle prend effet le départ.	Exemple non limitatif de pièce justificative : formulaire d'activité ou d'approbation attestant le retrait de l'accès à un *actif électronique BES* ou à un logiciel d'application, selon ce qui est jugé nécessaire pour mener à bien la révocation d'accès, et daté dans les 30 jours civils suivant le départ.

Tableau E5 (CIP-004-7) – Révocation d'accès			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
5.4	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : • les *EACMS* associés.	Dans le cas d'un départ, changer les mots de passe des comptes partagés connus de l'utilisateur dans les 30 jours civils suivant le départ. Dans le cas d'une réaffectation ou d'une mutation, changer les mots de passe des comptes partagés connus de l'utilisateur dans les 30 jours civils suivant la date, déterminée par l'entité responsable, où la personne n'a plus besoin de cet accès. Si l'entité responsable détermine et documente qu'un délai plus long est nécessaire en raison de circonstances opérationnelles atténuantes, changer les mots de passe dans les 10 jours civils suivant la fin de ces circonstances.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : • formulaire d'activité ou d'approbation attestant que le mot de passe a été changé dans les 30 jours civils suivant le départ ; • formulaire d'activité ou d'approbation attestant que le mot de passe a été changé dans les 30 jours civils suivant la réaffectation ou la mutation ; ou • documentation des circonstances opérationnelles atténuantes et formulaire d'activité ou d'approbation attestant que le mot de passe a été changé dans les 10 jours civils suivant la fin de ces circonstances.

E6. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs programmes documentés de gestion des accès afin d'autoriser, de vérifier et de révoquer les accès fournis à des *informations de système électronique BES* (BCSI) relatives aux systèmes désignés à la colonne Systèmes visés du tableau E6 (CIP-004-7) – Gestion des accès aux *informations de système électronique BES*, programmes qui, collectivement, couvrent chacun des alinéas applicables du tableau E6 (CIP-004-7) – Gestion des accès aux *informations de système électronique BES*. Pour être considéré comme ayant accès à des BCSI dans le contexte de cette exigence, une personne doit avoir à la fois la capacité d'obtenir des BCSI et de les utiliser. On considère qu'un accès fourni résulte des mesures prises spécifiquement pour donner à la personne la capacité d'accéder à des BCSI (par exemple, une clé ou une carte d'accès physique, un compte d'utilisateur avec les droits et privilèges connexes, ou une clé de chiffrement).
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation le même jour et planification de l'exploitation]

M6. Les pièces justificatives doivent porter sur chacun des programmes documentés applicables qui, collectivement, couvrent les alinéas applicables du tableau E6 (CIP-004-7) – Gestion des accès aux *informations de système électronique BES* ; d'autres pièces justificatives doivent attester la mise en œuvre selon la colonne Mesures du tableau.

Tableau E6 (CIP-004-7) – Gestion des accès aux *informations de système électronique BES*			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
6.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés.	Avant la fourniture de l'accès, autoriser ce qui suit (à moins que l'autorisation soit déjà accordée selon l'alinéa 4.1) selon le besoin déterminé par l'entité responsable, sauf dans des *circonstances CIP exceptionnelles* : 6.1.1 la fourniture d'un accès électronique à des BCSI électroniques ; et 6.1.2 la fourniture d'un accès physique à des BCSI physiques.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : dossiers individuels ou listes indiquant la ou les personnes autorisées, la date d'autorisation et la justification du besoin opérationnel de l'accès fourni.

Tableau E6 (CIP-004-7) – Gestion des accès aux *informations de système électronique BES*			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
6.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés.	Vérifier au moins une fois tous les 15 mois civils que toutes les personnes auxquelles un accès à des BCSI a été fourni : 6.2.1 ont toujours un dossier d'autorisation ; et 6.2.2 ont encore besoin de l'accès fourni pour accomplir leur travail, selon l'évaluation de l'entité responsable.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documentation de l'examen, y compris tous les éléments suivants : • liste de personnes autorisées ; • liste de personnes auxquelles on a fourni un accès ; • confirmation que l'accès fourni est approprié pour le besoin ; et • mesures de réconciliation documentées, s'il y a lieu.
6.3	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés.	Dans le cas du départ d'une personne, lui retirer la capacité d'utiliser l'accès fourni à des BCSI (à moins que l'accès ait déjà été révoqué selon l'alinéa 5.1), avant la fin du jour civil suivant la date à laquelle prend effet le départ.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents de révocation d'accès liés aux départs et datés au plus tard du jour civil suivant le départ.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* obligatoires et exécutoires dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête :

- L'entité visée doit conserver des pièces justificatives pour chaque exigence de la présente norme pendant trois années civiles.
- Si une entité visée est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.
- Le *CEA* doit conserver les derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la norme de fiabilité.

2. Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL) (CIP-004-7)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	**Planification de l'exploitation**	**Faible**	L'entité responsable n'a pas rappelé les pratiques de cybersécurité au cours d'un trimestre civil, mais l'a fait moins de 10 jours civils après le début d'un trimestre civil subséquent. (1.1)	L'entité responsable n'a pas rappelé les pratiques de cybersécurité au cours d'un trimestre civil, mais l'a fait entre 10 et 30 jours civils après le début d'un trimestre civil subséquent. (1.1)	L'entité responsable n'a pas rappelé les pratiques de cybersécurité au cours d'un trimestre civil, mais l'a fait au cours du trimestre civil suivant, plus de 30 jours après le début de ce trimestre. (1.1)	L'entité responsable n'a pas documenté ou mis en œuvre un processus de sensibilisation à la sécurité pour rappeler les pratiques de cybersécurité. (E1) OU L'entité responsable n'a pas rappelé les pratiques de cybersécurité et les pratiques de sécurité physique associées pendant au moins deux trimestres civils consécutifs. (1.1)
E2	**Planification de l'exploitation**	**Faible**	L'entité responsable a mis en œuvre un programme de formation sur la cybersécurité, mais en omettant un des thèmes de formation des alinéas 2.1.1 à 2.1.9 de l'exigence. (2.1) OU L'entité responsable a mis en œuvre un programme de formation sur la cybersécurité, mais a omis de former une personne (sauf en cas de *circonstances CIP*	L'entité responsable a mis en œuvre un programme de formation sur la cybersécurité, mais en omettant deux des thèmes de formation des alinéas 2.1.1 à 2.1.9 de l'exigence. (2.1) OU L'entité responsable a mis en œuvre un programme de formation sur la cybersécurité, mais a omis de former deux personnes (sauf en cas de	L'entité responsable a mis en œuvre un programme de formation sur la cybersécurité, mais en omettant trois des thèmes de formation des alinéas 2.1.1 à 2.1.9 de l'exigence. (2.1) OU L'entité responsable a mis en œuvre un programme de formation sur la cybersécurité, mais a omis de former trois personnes (sauf en cas de	L'entité responsable n'a pas mis en œuvre un programme de formation sur la cybersécurité axé sur les rôles, les fonctions ou les responsabilités de chacun. (E2) OU L'entité responsable a mis en œuvre un programme de formation sur la cybersécurité, mais en omettant quatre ou plus des thèmes de formation

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL) (CIP-004-7)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			exceptionnelles) avant de lui accorder un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement. (2.2) OU L'entité responsable a mis en œuvre un programme de formation sur la cybersécurité, mais a omis de former une personne ayant un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement dans les 15 mois civils suivant la fin de la dernière formation qu'elle a suivie. (2.3)	*circonstances CIP exceptionnelles*) avant de leur accorder un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement. (2.2) OU L'entité responsable a mis en œuvre un programme de formation sur la cybersécurité, mais a omis de former deux personnes ayant un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement dans les 15 mois civils suivant la fin de la dernière formation qu'elle a suivie. (2.3)	*circonstances CIP exceptionnelles*) avant de leur accorder un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement. (2.2) OU L'entité responsable a mis en œuvre un programme de formation sur la cybersécurité, mais a omis de former trois personnes ayant un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement dans les 15 mois civils suivant la fin de la dernière formation qu'elle a suivie. (2.3)	des alinéas 2.1.1 à 2.1.9 de l'exigence. (2.1) OU L'entité responsable a mis en œuvre un programme de formation sur la cybersécurité, mais a omis de former quatre personnes ou plus (sauf en cas de *circonstances CIP exceptionnelles*) avant de leur accorder un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement. (2.2) OU L'entité responsable a mis en œuvre un programme de formation sur la cybersécurité, mais a omis de former quatre personnes ou plus ayant un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement dans les 15 mois civils suivant la date de fin de la dernière formation qu'elle a suivie. (2.3)

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL) (CIP-004-7)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	**Planification de l'exploitation**	**Moyen**	L'entité responsable a un programme d'évaluation des risques liés au personnel (PRA) pour les personnes (y compris les contractuels et les fournisseurs de services), mais a omis d'effectuer la PRA comme condition pour accorder un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement à une personne. (E3) OU L'entité responsable a effectué des évaluations des risques liés au personnel (PRA) pour les personnes (y compris les contractuels et les fournisseurs de service) ayant un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement, mais a omis de confirmer l'identité d'une personne. (3.1 et 3.4) OU L'entité responsable a un processus de vérification	L'entité responsable a un programme d'évaluation des risques liés au personnel (PRA) pour les personnes (y compris les contractuels et les fournisseurs de services), mais a omis d'effectuer la PRA comme condition pour accorder un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement à deux personnes. (E3) OU L'entité responsable a effectué des évaluations des risques liés au personnel (PRA) pour les personnes (y compris les contractuels et les fournisseurs de services) ayant un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement, mais a omis de confirmer l'identité de deux personnes. (3.1 et 3.4) OU	L'entité responsable a un programme d'évaluation des risques liés au personnel (PRA) pour les personnes (y compris les contractuels et les fournisseurs de services), mais a omis d'effectuer la PRA comme condition pour accorder un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement à trois personnes. (E3) OU L'entité responsable a effectué des évaluations des risques liés au personnel (PRA) pour les personnes (y compris les contractuels et les fournisseurs de services) ayant un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement, mais a omis de confirmer l'identité de trois personnes. (3.1 et 3.4) OU	L'entité responsable n'a pas inclus tous les éléments des alinéas 3.1 à 3.4 dans les programmes documentés d'évaluation des risques liés au personnel (PRA) pour les personnes, y compris les contractuels et les fournisseurs de services, en vue de l'obtention et du maintien des accès électroniques autorisés ou des accès physiques autorisés sans accompagnement. (E3) OU L'entité responsable a un programme d'évaluation des risques liés au personnel (PRA) pour les personnes (y compris les contractuels et les fournisseurs de services), mais a omis d'effectuer la PRA comme condition pour accorder un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement à quatre personnes ou plus. (E3)

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL) (CIP-004-7)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			des antécédents judiciaires sur les sept années précédentes pour les personnes (y compris les contractuels et les fournisseurs de services) ayant un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement, mais a omis les vérifications exigées en 3.2.1 et 3.2.2 pour une personne. (3.2 et 3.4) OU L'entité responsable a effectué des évaluations des risques liés au personnel (PRA) pour les personnes (y compris les contractuels et les fournisseurs de services) ayant un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement, mais a omis d'évaluer la vérification des antécédents judiciaires pour l'autorisation d'accès d'une personne. (3.3 et 3.4) OU	L'entité responsable a un processus de vérification des antécédents judiciaires sur les sept années précédentes pour les personnes (y compris les contractuels et les fournisseurs de services) ayant un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement, mais a omis les vérifications exigées en 3.2.1 et 3.2.2 pour deux personnes. (3.2 et 3.4) OU L'entité responsable a effectué des évaluations des risques liés au personnel (PRA) pour les personnes (y compris les contractuels et les fournisseurs de services) ayant un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement, mais a omis d'évaluer la vérification des antécédents judiciaires pour	L'entité responsable a un processus de vérification des antécédents judiciaires sur les sept années précédentes pour les personnes (y compris les contractuels et les fournisseurs de services) ayant un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement, mais a omis les vérifications exigées en 3.2.1 et 3.2.2 pour trois personnes. (3.2 et 3.4) OU L'entité responsable a effectué des évaluations des risques liés au personnel (PRA) pour les personnes (y compris les contractuels et les fournisseurs de services) ayant un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement, mais a omis d'évaluer la vérification des antécédents judiciaires pour	OU L'entité responsable a effectué des évaluations des risques liés au personnel (PRA) pour les personnes (y compris les contractuels et les fournisseurs de services) ayant un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement, mais a omis de confirmer l'identité de quatre personnes ou plus. (3.1 et 3.4) OU L'entité responsable a un processus de vérification des antécédents judiciaires sur les sept années précédentes pour les personnes (y compris les contractuels et les fournisseurs de services) ayant un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement, mais a omis les vérifications exigées en 3.2.1 et 3.2.2 pour quatre personnes ou plus. (3.2 et 3.4)

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL) (CIP-004-7)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			L'entité responsable a omis l'évaluation des risques liés au personnel (PRA) pour une personne ayant un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement dans un délai de 7 années civiles suivant la réalisation de la PRA précédente. (3.5)	l'autorisation d'accès de deux personnes. (3.3 et 3.4) OU L'entité responsable a omis l'évaluation des risques liés au personnel (PRA) pour deux personnes ayant un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement dans un délai de 7 années civiles suivant la réalisation de la PRA précédente. (3.5)	l'autorisation d'accès de trois personnes. (3.3 et 3.4) OU L'entité responsable a omis l'évaluation des risques liés au personnel (PRA) pour trois personnes ayant un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement dans un délai de 7 années civiles suivant la réalisation de la PRA précédente. (3.5)	OU L'entité responsable a effectué des évaluations des risques liés au personnel (PRA) pour les personnes (y compris les contractuels et les fournisseurs de services) ayant un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement, mais a omis d'évaluer la vérification des antécédents judiciaires pour l'autorisation d'accès de quatre personnes ou plus. (3.3 et 3.4) OU L'entité responsable a omis l'évaluation des risques liés au personnel (PRA) pour quatre personnes ou plus ayant un accès électronique autorisé ou un accès physique autorisé sans accompagnement dans un délai de 7 années civiles suivant la réalisation de la PRA précédente. (3.5)

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL) (CIP-004-7)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4	**Planification de l'exploitation et exploitation le même jour**	**Moyen**	L'entité responsable n'a pas vérifié que les personnes ayant un accès électronique ou un accès physique sans accompagnement en vigueur sont consignées dans des dossiers d'autorisation pendant un trimestre civil, mais l'a fait moins de 10 jours civils après le début d'un trimestre civil subséquent. (4.2) OU L'entité responsable a mis en œuvre des processus pour vérifier dans les 15 mois civils suivant la vérification précédente que les comptes utilisateurs, groupes de comptes utilisateurs ou catégories de rôles d'utilisateur, ainsi que leurs droits d'accès respectifs, sont corrects et nécessaires, mais a constaté que, pour 5 % ou moins de ses *systèmes électroniques BES*, les droits d'accès étaient incorrects ou non nécessaires. (4.3)	L'entité responsable n'a pas vérifié que les personnes ayant un accès électronique ou un accès physique sans accompagnement en vigueur sont consignées dans des dossiers d'autorisation pendant un trimestre civil, mais l'a fait entre 10 et 20 jours civils après le début d'un trimestre civil subséquent. (4.2) OU L'entité responsable a mis en œuvre des processus pour vérifier dans les 15 mois civils suivant la vérification précédente que les comptes utilisateurs, groupes de comptes utilisateurs ou catégories de rôles d'utilisateur, ainsi que leurs droits d'accès respectifs, sont corrects et nécessaires, mais a constaté que pour plus de 5 % mais au plus 10 % de ses *systèmes électroniques BES*, les droits d'accès étaient incorrects ou non nécessaires. (4.3)	L'entité responsable n'a pas vérifié que les personnes ayant un accès électronique ou un accès physique sans accompagnement en vigueur sont consignées dans des dossiers d'autorisation pendant un trimestre civil, mais l'a fait entre 20 et 30 jours civils après le début d'un trimestre civil subséquent. (4.2) OU L'entité responsable a mis en œuvre des processus pour vérifier dans les 15 mois civils suivant la vérification précédente que les comptes utilisateurs, groupes de comptes utilisateurs ou catégories de rôles d'utilisateur, ainsi que leurs droits d'accès respectifs, sont corrects et nécessaires, mais a constaté que pour plus de 10 % mais au plus 15 % de ses *systèmes électroniques BES*, les droits d'accès étaient incorrects ou non nécessaires. (4.3)	L'entité responsable n'a pas mis en œuvre un programme documenté pour la gestion des accès. (E4) OU L'entité responsable n'a pas mis en œuvre un ou plusieurs programmes documentés pour la gestion des accès comprenant un processus pour autoriser l'accès électronique ou l'accès physique sans accompagnement. (4.1) OU L'entité responsable n'a pas vérifié que les personnes ayant un accès électronique ou un accès physique sans accompagnement en vigueur sont consignées dans des dossiers d'autorisation pendant deux trimestres civils consécutifs ou plus. (4.2) OU L'entité responsable a mis en œuvre des processus pour vérifier dans les 15

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL) (CIP-004-7)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						mois civils suivant la vérification précédente que les comptes utilisateurs, groupes de comptes utilisateurs ou catégories de rôles d'utilisateur, ainsi que leurs droits d'accès respectifs, sont corrects et nécessaires, mais a constaté que pour plus de 15 % de ses *systèmes électroniques BES*, les droits d'accès étaient incorrects ou non nécessaires. (4.3)
E5	**Exploitation le même jour et planification de l'exploitation**	**Moyen**	L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus pour révoquer l'accès des personnes à leurs comptes utilisateurs lors de leur départ, mais la révocation n'a pas été faite dans les 30 jours civils suivant la date du départ pour une personne ou plus. (5.3) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus pour changer les mots de passe des comptes partagés connus des	L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus pour retirer la capacité d'accès physique sans accompagnement et d'*accès distant interactif* lors d'un départ ou pour mener à bien ce retrait dans les 24 heures suivant le départ, mais a omis de déclencher ce retrait pour une personne. (5.1) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus pour déterminer qu'une personne n'a plus	L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus pour retirer la capacité d'accès physique sans accompagnement et d'*accès distant interactif* lors d'un départ ou pour mener à bien ce retrait dans les 24 heures suivant le départ, mais a omis de déclencher ce retrait pour deux personnes. (5.1) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus pour déterminer qu'une personne n'a plus	L'entité responsable n'a mis en œuvre aucun programme documenté de révocation d'accès pour les accès électroniques ou des accès physiques sans accompagnement. (E5) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus pour retirer la capacité d'accès physique sans accompagnement et d'*accès distant interactif* lors d'un départ ou pour mener à bien ce retrait dans les 24 heures suivant le

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL) (CIP-004-7)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			utilisateurs lors de leur départ, de leur réaffectation ou de leur mutation, mais ce changement n'a pas été fait dans les 30 jours civils suivant la date du départ, de la réaffectation ou de la mutation pour une personne ou plus. (5.4) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus pour déterminer et documenter les circonstances opérationnelles atténuantes suivant un départ, une réaffectation ou une mutation, mais n'a pas changé un ou plusieurs mots de passe de comptes partagés connus d'un utilisateur dans les 10 jours civils suivant la fin de circonstances opérationnelles atténuantes. (5.4)	besoin de conserver des accès à la suite d'une réaffectation ou d'une mutation, mais, pour une personne, n'a pas révoqué les accès électroniques autorisés aux comptes individuels et les accès physiques autorisés sans accompagnement avant la fin du jour civil suivant la date prédéterminée. (5.2)	besoin de conserver des accès à la suite d'une réaffectation ou d'une mutation, mais, pour deux personnes, n'a pas révoqué les accès électroniques autorisés aux comptes individuels et les accès physiques autorisés sans accompagnement avant la fin du jour civil suivant la date prédéterminée. (5.2)	départ, mais a omis de déclencher ce retrait pour trois personnes ou plus. (5.1) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus pour déterminer qu'une personne n'a plus besoin de conserver des accès à la suite d'une réaffectation ou d'une mutation, mais, pour trois personnes ou plus, n'a pas révoqué les accès électroniques autorisés aux comptes individuels et les accès physiques autorisés sans accompagnement avant la fin du jour civil suivant la date prédéterminée. (5.2)
E6	Exploitation le même jour et	Moyen	L'entité responsable a mis en œuvre un ou des programmes conformes à l'alinéa 6.1 de l'exigence E6,	L'entité responsable a mis en œuvre un ou des programmes conformes à l'alinéa 6.1 de l'exigence E6,	L'entité responsable a mis en œuvre un ou des programmes conformes à l'alinéa 6.1 de l'exigence E6,	L'entité responsable n'a mis en œuvre aucun programme documenté de

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL) (CIP-004-7)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
	planification de l'exploitation		mais dans le cas d'une personne, n'a pas autorisé la fourniture d'un accès électronique à des BCSI électroniques ou d'un accès physique à des BCSI physiques. (6.1) OU L'entité responsable a effectué la vérification requise à l'alinéa 6.2 de l'exigence E6 plus de 15 mois civils, mais au plus 16 mois civils, après la vérification précédente. (6.2) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou des programmes en vue de retirer la capacité d'utiliser l'accès fourni à des BCSI mais, dans le cas d'une personne, n'a pas réalisé ce retrait dans le délai prescrit à l'alinéa 6.3 de l'exigence E6. (6.3	mais dans le cas de deux personnes, n'a pas autorisé la fourniture d'un accès électronique à des BCSI électroniques ou d'un accès physique à des BCSI physiques. (6.1) OU L'entité responsable a effectué la vérification requise à l'alinéa 6.2 de l'exigence E6 plus de 16 mois civils, mais au plus 17 mois civils, après la vérification précédente. (6.2) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou des programmes en vue de retirer la capacité d'utiliser l'accès fourni à des BCSI mais, dans le cas de deux personnes, n'a pas réalisé ce retrait dans le délai prescrit à l'alinéa 6.3 de l'exigence E6. (6.3)	mais dans le cas de trois personnes, n'a pas autorisé la fourniture d'un accès électronique à des BCSI électroniques ou d'un accès physique à des BCSI physiques. (6.1) OU L'entité responsable a effectué la vérification requise à l'alinéa 6.2 de l'exigence E6 plus de 17 mois civils, mais au plus 18 mois civils, après la vérification précédente. (6.2) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou des programmes en vue de retirer la capacité d'utiliser l'accès fourni à des BCSI mais, dans le cas de trois personnes, n'a pas réalisé ce retrait dans le délai prescrit à l'alinéa 6.3 de l'exigence E6. (6.3)	gestion des accès aux BCSI. (E6) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou des programmes conformes à l'alinéa 6.1 de l'exigence E6, mais dans le cas d'au moins quatre personnes, n'a pas autorisé la fourniture d'un accès électronique à des BCSI électroniques ou d'un accès physique à des BCSI physiques. (6.1) OU L'entité responsable a effectué la vérification requise à l'alinéa 6.2 de l'exigence E6 plus de 18 mois civils après la vérification précédente. (6.2) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou des programmes en vue de retirer la capacité d'utiliser l'accès fourni à des BCSI mais, dans le cas d'au moins quatre personnes, n'a pas réalisé ce retrait dans le

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL) (CIP-004-7)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						délai prescrit à l'alinéa 6.3 de l'exigence E6. (6.3)

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Modification apportée	Suivi des modifications
1	16 janvier 2006	E3.2 — Remplacement de « Control Center » par « control center ».	24 mars 2006
2	30 septembre 2009	Modifications visant à clarifier les exigences et à mettre les éléments de conformité en concordance avec les plus récentes directives sur l'établissement des éléments de conformité des normes. Suppression de la mention sur la prise en compte des considérations d'affaires. Remplacement de l'organisation régionale de fiabilité par l'entité régionale comme entité responsable. Reformulation de la date d'entrée en vigueur. Remplacement de « Responsabilité de la surveillance de la conformité » par « Responsable de la surveillance de l'application des normes ».	
3	16 décembre 2009	Changement du numéro de version de -2 à -3. Dans l'exigence E1.6, suppression de la phrase concernant le retrait du service d'un composant ou d'un système aux fins d'essais, en réponse à l'ordonnance de la FERC du 30 septembre 2009.	
3	16 décembre 2009	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	
3	31 mars 2010	Approbation par la FERC.	
4	24 janvier 2011	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	
5	26 novembre 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Modification en coordination avec les

			autres normes CIP et révision du format selon le modèle RBS.
5	22 novembre 2013	Ordonnance de la FERC approuvant la norme CIP-004-5.	
5.1	30 septembre 2013	Modification de deux VSL à l'exigence E4.	Errata
6	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Mise en œuvre de deux prescriptions de l'ordonnance 791 de la FERC concernant l'obligation de « détecter, évaluer et corriger » ainsi que les réseaux de communication.
6	12 février 2015	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Remplace la version adoptée par le conseil d'administration le 13 novembre 2014. La version à jour met en œuvre des prescriptions en instance de l'ordonnance 791 relativement aux actifs temporaires et aux *systèmes électroniques BES* à impact faible.
6	21 janvier 2016	Ordonnance de la FERC approuvant la norme CIP-004-6 (dossier RM15-14-000).	
7	12 août 2021	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision visant à améliorer la fiabilité en rapport avec la gestion par les entités de leurs BCSI.
7	7 décembre 2021	Ordonnance de la FERC approuvant la norme CIP-004-7 (dossier RD21-6-000).	
7	10 décembre 2021	Date d'entrée en vigueur.	1er janvier 2024

Annexe CIP-004-7-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme CIP-004-7 – Cybersécurité – Personnel et formation

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière.

4.2. Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (*RTP*) et aux installations spécifiées pour le *distributeur*. Dans l'application de cette norme, toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

Exemptions additionnelles

Sont exemptés de l'application de la présente norme :

- Toute installation de production qui répond aux deux conditions suivantes : (1) la puissance nominale de l'installation est de 300 MVA ou moins et (2) aucun groupe de l'installation ne peut être synchronisé avec un *réseau* voisin.
- Postes élévateurs des installations de production identifiées au point précédent.

5. Dates d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 13 décembre 2022

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 13 décembre 2022

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er janvier 2025

6. Contexte : Aucune disposition particulière.

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

2. Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Interprétations

Aucune disposition particulière.

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	13 décembre 2022	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2022-150.	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Cybersécurité – Périmètres de sécurité électronique

2. **Numéro :** CIP-005-7

3. **Objet :** Gérer l'accès électronique aux *systèmes électroniques BES* en établissant un *périmètre de sécurité électronique* (*ESP*) contrôlé afin de protéger les *systèmes électroniques BES* contre les compromissions qui pourraient entraîner un fonctionnement incorrect ou une instabilité dans le *BES*.

4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles : Dans le contexte de la présente norme, les entités fonctionnelles indiquées ci-après sont appelées collectivement « entités responsables ». Si certaines exigences visent plus spécifiquement une entité fonctionnelle ou un sous-ensemble d'entités fonctionnelles, la ou les entités fonctionnelles sont précisées explicitement.

4.1.1. ***Responsable de l'équilibrage***

4.1.2. ***Distributeur*** qui possède un ou plusieurs des systèmes, *installations* et équipements suivants pour la protection ou la remise en charge du *BES* :

4.1.2.1. Système de délestage de *charge* en sous-fréquence (DSF) ou en sous-tension (DST) qui :

4.1.2.1.1. fait partie d'un programme de délestage de *charge* visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale* ; et

4.1.2.1.2. effectue des délestages automatiques de *charge* de 300 MW ou plus sous la commande d'un système commun détenu par l'entité responsable, sans intervention humaine.

4.1.2.2. *Automatisme de réseau* (*RAS*) visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.1.2.3. *Système de protection* de réseau de *transport* (à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST) visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.1.2.4. *Chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des prochains groupes de production à démarrer.

4.1.3. ***Exploitant d'installation de production***

4.1.4. ***Propriétaire d'installation de production***

4.1.5. ***Coordonnateur de la fiabilité***

4.1.6. ***Exploitant de réseau de transport***

4.1.7. ***Propriétaire d'installation de transport***

4.2. ***Installations*** **:** Dans le contexte de la présente norme, les systèmes, *installations* et équipements suivants détenus par une entité responsable indiquée à la section 4.1 sont visés par les exigences. Si certaines exigences visent plus spécifiquement un type ou un sous-ensemble de systèmes, d'*installations* ou d'équipements, ceux-ci sont précisés explicitement.

4.2.1. ***Distributeur*** **:** Chacun des systèmes, *installations* et équipements suivants détenus par le *distributeur* pour la protection ou la remise en charge du *BES* :

4.2.1.1. Système de DSF ou de DST qui :

4.2.1.1.1. fait partie d'un programme de délestage de *charge* visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale* ; et

4.2.1.1.2. effectue des délestages de *charge* automatiques de 300 MW ou plus sous la commande d'un système commun détenu par l'entité responsable, sans intervention humaine.

4.2.1.2. *Automatisme de réseau* (*RAS*) visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.2.1.3. *Système de protection* de réseau de *transport* (à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST) visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.2.1.4. *Chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des prochains groupes de production à démarrer.

4.2.2. **Entités responsables indiquées en 4.1, sauf les *distributeurs* :** Toutes les *installations* du *BES*.

4.2.3. **Exemptions :** Sont exemptés de la norme CIP-005-7 :

4.2.3.1. Les *actifs électroniques* aux *installations* réglementées par la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

4.2.3.2. Les *actifs électroniques* associés aux réseaux de communication et aux liaisons d'échange de données entre *périmètres de sécurité électronique* distincts.

4.2.3.3. Les systèmes, structures et composantes régis par la U.S. Nuclear Regulatory Commission en vertu d'un plan de cybersécurité conforme au règlement CFR 10, section 73.54.

4.2.3.4. Dans le cas des *distributeurs*, les systèmes et les équipements non mentionnés à la section 4.2.1 ci-dessus.

4.2.3.5. Les entités responsables qui ont déterminé n'avoir aucun *système électronique BES* classé dans les catégories « impact élevé » ou « impact moyen » selon le processus d'inventaire et de catégorisation prescrit dans la norme CIP-002.

5. **Date d'entrée en vigueur :**

   Voir le plan de mise en œuvre du projet 2019-03.

6. **Contexte :**

   La norme CIP-005 fait partie d'une série de normes CIP sur la cybersécurité qui exigent l'inventaire et la catégorisation initiales des *systèmes électroniques BES*, ainsi qu'un niveau minimal de mesures organisationnelles, opérationnelles et administratives pour réduire les risques aux *systèmes électroniques BES*.

   La plupart des exigences commencent ainsi : « Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs [processus, plans, etc.] documentés qui couvrent tous les alinéas applicables du tableau [référence au tableau]. » Le tableau en référence précise les éléments qui doivent être inclus dans les procédures pour le thème commun de l'exigence.

   L'expression « processus documenté » désigne un ensemble de consignes spécifiques à l'entité responsable et visant à produire un résultat particulier. Cette expression n'implique pas de structure de nommage ou d'approbation au-delà de la formulation des exigences. Une entité doit inclure tout ce qu'elle le juge nécessaire dans ses processus documentés, en s'assurant de bien couvrir les exigences pertinentes.

   Les mots « programme » et « plan » sont parfois utilisés au lieu de « processus documenté », dans la mesure où la compréhension relève du bon sens. Par exemple, les processus documentés qui décrivent une réponse sont généralement appelés « plans » (plan d'action en cas d'incident, plan de rétablissement, etc.). De plus, un plan de sécurité peut décrire une approche comportant plusieurs procédures couvrant un thème étendu.

   De même, le mot « programme » peut désigner la mise en œuvre générale par l'organisation de ses politiques, plans et procédures portant sur un thème donné. Le programme d'évaluation des risques liés au personnel et le programme de formation du personnel sont des exemples qui figurent dans les normes. La mise en œuvre complète des normes CIP sur la cybersécurité pourrait aussi être appelée « programme ». Toutefois, les mots « programme » et « plan » n'impliquent pas d'exigences supplémentaires au-delà de ce qui est indiqué dans les normes.

   Les entités responsables peuvent mettre en œuvre des moyens communs qui répondent aux besoins de plusieurs *systèmes électroniques BES* à impact élevé et moyen. Par exemple, un même programme de formation pourrait répondre aux exigences en formation du personnel concernant plusieurs *systèmes électroniques BES*.

   Les mesures auxquelles renvoie l'énoncé initial de l'exigence correspondent simplement aux processus documentés eux-mêmes. La colonne « Mesures » présente des exemples de pièces justificatives attestant la documentation et la mise en œuvre des éléments pertinents dans les processus documentés ; ces exemples sont présentés à titre indicatif, et leur liste ne doit pas être considérée comme exhaustive.

   Dans l'ensemble des normes, sauf indication particulière, les éléments présentés à la section Exigences et mesures sous forme de liste à puces sont liés par l'opérateur « ou », et les éléments présentés sous forme de liste numérotée sont liés par l'opérateur « et ».

   Plusieurs références de la section Applicabilité utilisent un seuil de 300 MW pour les systèmes de DSF et de DST. Ce seuil particulier de 300 MW pour les systèmes de DSF et de DST provient de la version 1 des normes CIP sur la cybersécurité. Le seuil demeure à 300 MW puisqu'il concerne spécifiquement les systèmes de DST et de DSF, qui constituent des efforts de dernier

recours pour sauver le *système de production-transport d'électricité*. Un examen des tolérances des systèmes de DSF définies dans les *normes de fiabilité* régionales pour les exigences des programmes de DSF à ce jour indique que la valeur historique de 300 MW représente une valeur de seuil adéquate et raisonnable pour les tolérances d'exploitation admissibles des systèmes de DSF.

Colonne « Systèmes visés » des tableaux

Chaque tableau comporte une colonne intitulée « Systèmes visés » qui définit plus précisément les systèmes auxquels s'applique l'exigence. L'équipe de rédaction (SDT) CSO706 a adapté ce concept à partir du cadre de gestion des risques du National Institute of Standards and Technology (NIST) en vue d'établir une méthode d'application des exigences qui tient compte plus adéquatement de l'impact et des caractéristiques de connectivité. La colonne « Systèmes visés » repose sur les conventions suivantes :

- ***Systèmes électroniques BES* à impact élevé** – Désigne les *systèmes électroniques BES* classés dans la catégorie « impact élevé », selon les processus d'inventaire et de catégorisation de la norme CIP-002.
- ***Systèmes électroniques BES* à impact élevé à *connectivité par lien commuté*** – Désigne uniquement les *systèmes électroniques BES* à impact élevé à *connectivité par lien commuté*.
- ***Systèmes électroniques BES* à impact élevé à *connectivité externe routable* –** Désigne uniquement les *systèmes électroniques BES* à impact élevé à *connectivité externe routable*. Exclut les *actifs électroniques* des *systèmes électroniques BES* auxquels on ne peut avoir accès directement par *connectivité externe routable*.
- ***Systèmes électroniques BES* à impact moyen** – Désigne les *systèmes électroniques BES* classés dans la catégorie « impact moyen », selon les processus d'inventaire et de catégorisation de la norme CIP-002.
- ***Systèmes électroniques BES* à impact moyen situés aux *centres de contrôle*** – Désigne uniquement les *systèmes électroniques BES* à impact moyen situés dans un *centre de contrôle*.
- ***Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité par lien commuté*** – Désigne uniquement les *systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité par lien commuté*.
- ***Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable*** – Désigne uniquement les *systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable*. Exclut les *actifs électroniques* des *systèmes électroniques BES* auxquels on ne peut avoir accès directement par *connectivité externe routable*.
- ***Actifs électroniques protégés* (*PCA*)** – Désigne tout *actif électronique protégé* associé à un *système électronique BES* à impact élevé ou moyen visé.
- ***Points d'accès électronique* (*EAP*)** – Désigne les *points d'accès électronique* associés à un *système électronique BES* à impact élevé ou moyen visé.
- ***Systèmes de contrôle des accès physiques* (*PACS*)** – Désigne tout *système de contrôle des accès physiques* associé à un *système électronique BES* à impact élevé ou moyen visé.

- ***Systèmes de contrôle ou de surveillance des accès électroniques* (*EACMS*)** – Désigne tout *système de contrôle ou de surveillance des accès électroniques* associé à un *système électronique BES* à impact élevé ou moyen visé. Exemples non limitatifs : pare-feu, serveurs d'authentification et systèmes de surveillance de registre d'événements et d'alerte.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs processus documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E1 (CIP-005-7) – *Périmètre de sécurité électronique*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation et exploitation le même jour]

M1. Les pièces justificatives doivent comprendre chacun des processus documentés applicables qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E1 (CIP-005-7) – *Périmètre de sécurité électronique*, ainsi que des pièces justificatives additionnelles attestant la mise en œuvre, selon la colonne Mesures du tableau.

Tableau E1 (CIP-005-7) – *Périmètre de sécurité électronique*			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : • les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : • les *PCA* associés.	Tous les *actifs électroniques* visés qui sont reliés à un réseau au moyen d'un protocole routable doivent être situés à l'intérieur d'un *ESP* défini.	Exemple non limitatif de pièce justificative : liste de tous les *ESP* avec tous les *actifs électroniques* visés à identifiant unique qui sont reliés au moyen d'un protocole routable dans chaque *ESP*.
1.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé à *connectivité externe routable* et : • les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : • les *PCA* associés.	Toute *connectivité externe routable* doit s'effectuer par l'intermédiaire d'un *point d'accès électronique* (*EAP*) identifié.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : schémas de réseau montrant tous les chemins de communication routables externes et les *EAP* identifiés.
1.3	*Points d'accès électronique* associés à des *systèmes électroniques BES* à impact élevé. *Points d'accès électronique* associés à des *systèmes électroniques BES* à impact moyen.	Exiger des autorisations pour les accès entrants et sortants, y compris la raison pour donner l'accès, et refuser tout autre accès par défaut.	Exemple non limitatif de pièce justificative : liste de règles (coupe-feu, liste des droits d'accès, etc.) démontrant que seuls les accès autorisés sont permis et que chaque règle d'accès est justifiée, documentation à l'appui.

Tableau E1 (CIP-005-7) – *Périmètre de sécurité électronique*			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.4	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé à *connectivité par lien commuté* et : • les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité par lien commuté* et : • les *PCA* associés.	Lorsque techniquement faisable, effectuer l'authentification lors de l'établissement de la *connectivité par lien commuté* avec les *actifs électroniques* visés.	Exemple non limitatif de pièce justificative : processus documenté décrivant la méthode utilisée par l'entité responsable afin d'assurer l'authentification des accès effectués pour chaque connexion par lien commuté.
1.5	*Points d'accès électronique* associés à des *systèmes électroniques BES* à impact élevé. *Points d'accès électronique* associés à des *systèmes électroniques BES* à impact moyen situés dans des *centres de contrôle*.	Avoir un ou plusieurs moyens de détection des communications entrantes et sortantes malveillantes avérées ou présumées.	Exemple non limitatif de pièce justificative : documentation attestant la mise en œuvre de moyens de détection des communications malveillantes (système de détection des intrusions, pare-feu au niveau de la couche application, etc.).

E2. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs processus documentés qui, collectivement, et lorsque c'est techniquement faisable, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E2 (CIP-005-7) – Gestion des accès distants. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation et exploitation le même jour]*

M2. Les pièces justificatives doivent comprendre les processus documentés qui, collectivement, traitent de chacun des alinéas applicables du tableau E2 (CIP-005-7) – Gestion des accès distants, ainsi que des pièces justificatives additionnelles attestant la mise en œuvre, selon la colonne Mesures du tableau.

Tableau E2 (CIP-005-7) – Gestion des accès distants			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
2.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : • les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : • les *PCA* associés.	Pour tous les *accès distants interactifs*, utiliser un *système intermédiaire* de façon que l'*actif électronique* qui commande l'*accès distant interactif* n'ait pas directement accès à l'*actif électronique* visé.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : schémas de réseau ou documents sur l'architecture.
2.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : • les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : • les *PCA* associés.	Pour toutes les sessions d'*accès distant interactif*, utiliser un cryptage se terminant à un *système intermédiaire*.	Exemple non limitatif de pièce justificative : documents sur l'architecture qui indiquent les points où commence et où se termine le cryptage.

Tableau E2 (CIP-005-7) – Gestion des accès distants			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
2.3	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : • les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : • les *PCA* associés.	Exiger l'authentification multifactorielle pour toutes les sessions d'*accès distant interactif*.	Exemple non limitatif de pièce justificative : documents sur l'architecture décrivant les facteurs d'authentification utilisés. Exemples non limitatifs de facteurs d'authentification : • ce que l'utilisateur sait, comme un mot de passe ou un NIP. Ceci n'inclut pas les identifiants d'utilisateur ; • ce que l'utilisateur possède, comme un jeton, un certificat numérique ou une carte intelligente ; ou • une caractéristique biométrique de l'utilisateur, comme ses empreintes digitales ou le motif de son iris.
2.4	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : • les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : • les *PCA* associés.	Disposer d'une ou de plusieurs méthodes permettant de déterminer les sessions actives d'accès distant par des fournisseurs (y compris les *accès distants interactifs* et les accès distants de système à système).	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documentation des méthodes utilisées pour déterminer les sessions actives d'accès distant par des fournisseurs (y compris les *accès distants interactifs* et les accès distants de système à système), par exemple : • méthodes d'accès aux informations journalisées ou de surveillance pour déterminer les

Tableau E2 (CIP-005-7) – Gestion des accès distants			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
			sessions actives d'accès distant par des fournisseurs ; • méthodes de surveillance de l'activité (par exemple, tableaux des connexions ou compteurs de règles dans un pare-feu, ou surveillance de l'activité des utilisateurs) ou des ports ouverts (par exemple, commandes netstat ou connexes pour afficher les ports en activité) permettant de déterminer les sessions actives d'accès distant de système à système ; ou • méthodes de contrôle des accès distants commandés par les fournisseurs, par exemple l'exigence que ceux-ci téléphonent pour demander un deuxième facteur d'identification afin d'établir un accès distant.

Tableau E2 (CIP-005-7) – Gestion des accès distants			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
2.5	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : • les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et leurs : • les *PCA* associés.	Disposer d'une ou de plusieurs méthodes permettant de désactiver les accès distants actifs des fournisseurs (y compris les *accès distants interactifs* et les accès distants de système à système).	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documentation des méthodes utilisées pour désactiver les accès distants actifs des fournisseurs (y compris les *accès distants interactifs* et les accès distants de système à système), par exemple : • méthodes permettant de désactiver l'accès distant des fournisseurs au *point d'accès électronique* applicable dans le cas d'un accès distant de système à système ; ou • méthodes permettant de désactiver l'*accès distant interactif* des fournisseurs au *système intermédiaire* applicable.

E3. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs processus documentés qui, collectivement, couvrent les alinéas applicables du tableau E3 (CIP-005-7) – Gestion des accès distants des fournisseurs pour les *EACMS* et les *PACS*. *[Facteur de risque de non-conformité : Moyen] [Horizon : planification de l'exploitation et exploitation le même jour]*

M3. Les pièces justificatives doivent comprendre les processus documentés qui, collectivement, traitent de chacun des alinéas applicables du tableau E3 (CIP-005-7) – Gestion des accès distants des fournisseurs pour les *EACMS* et les *PACS*, ainsi que des pièces justificatives additionnelles attestant la mise en œuvre, selon la colonne Mesures du tableau.

Tableau E3 (CIP-005-7) – Gestion des accès distants des fournisseurs pour les *EACMS* et les *PACS*			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
3.1	*EACMS* et *PACS* associés à des *systèmes électroniques BES* à impact élevé *EACMS* et *PACS* associés à des *systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable*	Disposer d'une ou de plusieurs méthodes pour déterminer les connexions à distance authentifiées commandées par des fournisseurs.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documentation des méthodes utilisées pour déterminer les connexions à distance authentifiées commandées par des fournisseurs, notamment : • méthodes d'accès aux informations journalisées ou de surveillance pour déterminer les connexions à distance authentifiées commandées par des fournisseurs.

Tableau E3 (CIP-005-7) – Gestion des accès distants des fournisseurs pour les *EACMS* et les *PACS*			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
3.2	*EACMS* et *PACS* associés à des *systèmes électroniques BES* à impact élevé *EACMS* et *PACS* associés à des *systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable*	Disposer d'une ou de plusieurs méthodes pour interrompre les connexions à distance authentifiées commandées par des fournisseurs, et pour contrôler la possibilité de reconnexion.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documentation des méthodes utilisées pour interrompre les connexions à distance authentifiées commandées par des fournisseurs avec les systèmes visés. Par exemple, interrompre un outil, un processus ou une session actif commandé par un fournisseur, ou abandonner au niveau du pare-feu une connexion active commandée par un fournisseur. Les méthodes permettant de contrôler la possibilité de reconnexion, si nécessaire, pourraient être par exemple : désactiver un compte Active Directory ; désactiver un jeton de sécurité ; restreindre au niveau du pare-feu des adresses IP en provenance de fournisseurs ; ou débrancher physiquement un câble réseau afin d'empêcher la reconnexion.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

- Chaque entité visée doit conserver des pièces justificatives pour chaque exigence de la présente norme pendant trois années civiles.
- Si une entité visée est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.
- Le *CEA* doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la *norme de fiabilité*.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.			L'entité responsable n'avait pas un moyen de détection des communications entrantes et sortantes malveillantes. (1.5)	L'entité responsable n'avait pas documenté un ou plusieurs processus pour le tableau E1 (CIP-005-7) – *Périmètre de sécurité électronique*. (E1) OU Tous les *actifs électroniques* visés de l'entité responsable qui sont reliés à un réseau au moyen d'un protocole routable n'étaient pas à l'intérieur d'un *périmètre de sécurité électronique* (*ESP*) défini. (1.1) OU La *connectivité externe routable* à travers l'*ESP* n'était pas effectuée par l'intermédiaire d'un *EAP* identifié. (1.2) OU L'entité responsable n'a pas exigé d'autorisations pour les accès entrants et sortants et refusé tout autre accès par défaut. (1.3) OU L'entité responsable n'a pas effectué l'authentification lors de l'établissement de la connectivité par lien commuté avec les *actifs*

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				électroniques visés, lorsque techniquement faisable. (1.4)
E2.	L'entité responsable n'a pas de processus documentés pour un ou plusieurs des éléments visés des alinéas 2.1 à 2.3.	L'entité responsable n'a pas mis en œuvre de processus pour un des éléments visés des alinéas 2.1 à 2.3.	L'entité responsable n'a pas mis en œuvre de processus pour deux des éléments visés des alinéas 2.1 à 2.3. OU L'entité responsable ne disposait pas : soit d'une ou de plusieurs méthodes permettant de déterminer les sessions actives d'accès distant par des fournisseurs (y compris les *accès distants interactifs* et les accès distants de système à système) (2.4) ; soit d'une ou de plusieurs méthodes permettant de désactiver les accès distants actifs des fournisseurs (y compris les *accès distants interactifs* et les accès distants de système à système (2.5).	L'entité responsable n'a pas mis en œuvre de processus pour trois des éléments visés des alinéas 2.1 à 2.3. OU L'entité responsable ne disposait : ni d'une ou de plusieurs méthodes permettant de déterminer les sessions actives d'accès distant par des fournisseurs (y compris les *accès distants interactifs* et les accès distants de système à système) (2.4) ; ni d'une ou de plusieurs méthodes permettant de désactiver les accès distants actifs des fournisseurs (y compris les *accès distants interactifs* et les accès distants de système à système) (2.5).
E3.	L'entité responsable n'a pas documenté un ou plusieurs processus spécifiés au tableau E3 (CIP-005-7) – Gestion des accès distants des fournisseurs pour les *EACMS* et les *PACS*. (E3)	L'entité responsable disposait d'une ou de plusieurs méthodes spécifiées à l'alinéa 3.1 pour les *EACMS*, mais ne disposait d'aucune méthode pour déterminer les connexions à distance authentifiées	L'entité responsable n'a pas mis en œuvre de processus pour l'alinéa 3.1 ou 3.2. (E3) OU L'entité responsable disposait d'une ou de plusieurs méthodes spécifiées à l'alinéa 3.1 pour les *PACS*, mais ne disposait d'aucune	L'entité responsable n'a mis en œuvre aucun processus du tableau E3 (CIP-005-7) – Gestion des accès distants des fournisseurs pour les *EACMS* et les *PACS*. (E3) OU

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
		commandées par des fournisseurs pour les *PACS*. (3.1) OU L'entité responsable disposait d'une ou de plusieurs méthodes spécifiées à l'alinéa 3.2 pour les *EACMS*, mais ne disposait d'aucune méthode pour interrompre les connexions à distance authentifiées commandées par des fournisseurs pour les *PACS*. (3.2)	méthode pour déterminer les connexions à distance authentifiées commandées par des fournisseurs pour les *EACMS*. (3.1) OU L'entité responsable disposait d'une ou de plusieurs méthodes spécifiées à l'alinéa 3.2 pour les *PACS*, mais ne disposait d'aucune méthode pour interrompre les connexions à distance authentifiées commandées par des fournisseurs ou pour contrôler la possibilité de reconnexion pour les *EACMS*. (3.2)	L'entité responsable ne disposait d'aucune des méthodes spécifiées aux alinéas 3.1 et 3.2. (E3)

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

- Plan de mise en œuvre du projet 2019-03.
- Justification technique de la norme CIP-005-7.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	16 janvier 2006	E3.2 — Remplacement de « Control Center » par « control center ».	24 mars 2006
2	30 septembre 2009	Modifications visant à clarifier les exigences et à mettre les éléments de conformité en concordance avec les plus récentes directives sur l'établissement des éléments de conformité des normes. Suppression de la mention sur la prise en compte des considérations d'affaires. Remplacement de l'organisation régionale de fiabilité par l'*entité régionale* comme entité responsable. Reformulation de la date d'entrée en vigueur. Remplacement de « Responsabilité de la surveillance de la conformité » par « *Responsable des mesures pour assurer la conformité* ».	
3	16 décembre 2009	Changement du numéro de version de -2 à -3. Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	
3	31 mars 2010	Approbation par la FERC.	
4	30 décembre 2010	Ajout de critères précis pour l'identification des actifs critiques.	Mise à jour
4	24 janvier 2011	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	Mise à jour
5	26 novembre 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Modifiée en coordination avec les autres normes CIP et révision du format selon le gabarit RBS.
5	22 novembre 2013	Ordonnance de la FERC approuvant la norme CIP-005-5.	
6	20 juillet 2017	Modifications visant à répondre à certaines directives de l'Ordonnance 829 de la FERC.	Révision
6	10 août 2017	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	

6	18 octobre 2018	Ordonnance de la FERC approuvant la norme CIP-005-6. Dossier RM17-13-000.	
7	1er août 2019	Modifications visant à répondre à certaines prescriptions de l'Ordonnance 850 de la FERC.	Révision
7	5 novembre 2020	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	
7	18 mars 2021	Lettre d'ordonnance RD21-2-000 de la FERC approuvant la *norme de fiabilité* CIP-005-7.	
7	1er octobre 2022	Date d'entrée en vigueur.	

Annexe CIP-005-7-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme CIP-005-7 – Cybersécurité – Périmètres de sécurité électronique

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière.

4.2. Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP) et aux installations spécifiées pour le *distributeur*. Dans l'application de cette norme, toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « BES » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « RTP » respectivement.

Exemptions additionnelles

Sont exemptés de l'application de la présente norme :

- Toute installation de production qui répond aux deux conditions suivantes : (1) la puissance nominale de l'installation est de 300 MVA ou moins et (2) aucun groupe de l'installation ne peut être synchronisé avec un réseau voisin.
- Postes élévateurs des installations de production identifiées au point précédent.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1.	Adoption de la norme par la Régie de l'énergie :	11 février 2022
5.2.	Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie :	11 février 2022
5.3.	Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec :	1er octobre 2023

6. Contexte : Aucune disposition particulière.

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	11 février 2022	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2022-021.	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : Cybersécurité – Sécurité physique des systèmes électroniques BES

2. Numéro : CIP-006-6

3. Objet : Gérer l'accès physique aux *systèmes électroniques BES* en établissant un plan de sécurité physique afin de protéger les *systèmes électroniques BES* contre les compromissions qui pourraient entraîner un fonctionnement incorrect ou une instabilité dans le *système de production-transport d'électricité* (*BES*).

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles : Dans le contexte des exigences de la présente norme, les entités fonctionnelles indiquées ci-après seront appelées collectivement « les entités responsables ». Dans le cas des exigences de cette norme qui visent une entité fonctionnelle particulière ou un sous-ensemble particulier d'entités fonctionnelles, la ou les entités fonctionnelles sont précisées explicitement.

4.1.1 ***Responsable de l'équilibrage***

4.1.2 ***Distributeur*** qui possède un ou plusieurs des *installations*, systèmes, et équipements suivants pour la protection ou la remise en charge du *BES* :

4.1.2.1 Chaque système de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) ou de délestage de charge en sous-tension (DST) qui :

4.1.2.1.1 fait partie d'un programme de délestage de *charge* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'entité régionale ; et

4.1.2.1.2 effectue du délestage automatique de *charge* de 300 MW ou plus par un système de commande commun détenu par l'entité responsable, sans déclenchement par un exploitant.

4.1.2.2 Chaque *automatisme de réseau (SPS)* ou *plan de défense (RAS)* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'entité régionale.

4.1.2.3 Chaque *système de protection* applicable au *transport* (à l'exclusion des systèmes DSF et DST) visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'entité régionale.

4.1.2.4 Chaque *chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des prochains groupes de production à démarrer.

4.1.3 ***Exploitant d'installation de production***

4.1.4 ***Propriétaire d'installation de production***

4.1.5 ***Coordonnateur des échanges* ou *responsable des échanges***

4.1.6 ***Coordonnateur de la fiabilité***

4.1.7 ***Exploitant de réseau de transport***

4.1.8 ***Propriétaire d'installation de transport***

4.2. ***Installations* :** Dans le contexte des exigences de la présente norme, les *installations*, systèmes et équipements suivants détenus par chaque entité responsable indiquée à la section 4.1 sont ceux auxquels ces exigences sont applicables. Dans le cas des exigences de cette norme qui visent un type particulier d'*installations*, de système ou d'équipements, ou un sous-ensemble d'*installations*, de systèmes ou d'équipements, ceux-ci sont précisés explicitement.

4.2.1 ***Distributeur* :** Un ou plusieurs des *installations*, systèmes et équipements suivants détenus par le distributeur pour la protection ou la remise en charge du BES :

4.2.1.1 Chaque système de DSF ou de DST qui :

4.2.1.1.1 fait partie d'un programme de délestage de *charge* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'entité régionale ; et

4.2.1.1.2 effectue du délestage automatique de *charge* de 300 MW ou plus au moyen d'un système de commande commun détenu par l'entité responsable, sans déclenchement par un exploitant.

4.2.1.2 Chaque *automatisme de réseau* ou *plan de défense* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'entité régionale.

4.2.1.3 Chaque *système de protection* applicable au *transport* (à l'exclusion des systèmes DSF et DST) dans le cas où le *système de protection* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'entité régionale.

4.2.1.4 Chaque *chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des prochains groupes de production à démarrer.

4.2.2 Entités responsables indiquées en 4.1, sauf les *distributeurs* :

Toutes les *installations* du *BES*.

4.2.3 Exemptions : Sont exemptés de la norme CIP-006-6 :

4.2.3.1 les *actifs électroniques* aux *installations* réglementées par la Commission canadienne de sûreté nucléaire ;

4.2.3.2 les *actifs électroniques* associés aux réseaux de communication et aux liaisons d'échange de données entre des *périmètres de sécurité électroniques* distincts ;

4.2.3.3 les systèmes, structures et composants régis par la U.S. Nuclear Regulatory Commission en vertu d'un plan de cybersécurité conforme au règlement CFR 10, section 73.54 ;

4.2.3.4 dans le cas des *distributeurs*, les systèmes et les équipements non mentionnés à la section 4.2.1 ci-dessus ;

4.2.3.5 les entités responsables qui déterminent qu'elles n'ont pas de *systèmes électroniques BES* classés dans les catégories « impact élevé » ou « impact moyen » selon le processus de désignation et de catégorisation de la norme CIP-002-5.1.

5. Dates d'entrée en vigueur

Voir le plan de mise en œuvre de la norme CIP-006-6

6. Contexte

La norme CIP-006 fait partie d'une série de normes CIP sur la cybersécurité qui exigent la détermination et la catégorisation initiales des *systèmes électroniques BES*. Ces normes exigent aussi un niveau minimal de mesures organisationnelles, opérationnelles et administratives pour réduire les risques aux *systèmes électroniques BES*.

La plupart des exigences commencent ainsi : « Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs [processus, plans, etc.] documentés qui couvrent tous les alinéas applicables du tableau [référence au tableau]. » Le tableau en référence précise les éléments qui doivent être inclus dans les procédures pour le thème commun de l'exigence.

L'expression « processus documenté » désigne un ensemble de consignes spécifiques à l'entité responsable et visant à produire un résultat particulier. Cette expression n'implique pas de structure de nommage ou d'approbation au-delà de la formulation des exigences. Une entité doit inclure tout ce qu'elle juge nécessaire dans ses processus documentés, en s'assurant de bien couvrir les exigences pertinentes.

Les mots « programme » et « plan » sont parfois utilisés au lieu de « processus documenté », dans la mesure où la compréhension relève du bon sens. Par exemple, les processus documentés qui décrivent une réponse sont généralement appelés « plans » (plan d'action en cas d'incident, plan de rétablissement, etc.). De plus, un plan de sécurité peut décrire une approche comportant plusieurs procédures couvrant un thème étendu.

De même, le mot « programme » peut désigner la mise en œuvre générale par l'organisation de ses politiques, plans et procédures portant sur un thème donné. Le programme d'évaluation des risques liés au personnel et le programme de formation du personnel sont des exemples qui figurent dans les normes. La mise en œuvre

complète des normes de fiabilité CIP sur la cybersécurité pourrait aussi être appelée « programme ». Toutefois, les mots « programme » et « plan » n'impliquent pas d'exigences supplémentaires au-delà de ce qui est indiqué dans les normes.

Les entités responsables peuvent mettre en œuvre des moyens communs qui répondent aux besoins de plusieurs *systèmes électroniques BES* à impact élevé et moyen. Par exemple, un même programme de formation pourrait répondre aux exigences en formation du personnel concernant plusieurs *systèmes électroniques BES*.

Les mesures auxquelles renvoie l'énoncé initial de l'exigence correspondent simplement aux processus documentés eux-mêmes. La colonne « Mesures » présente des exemples de pièces justificatives attestant la documentation et la mise en œuvre des éléments pertinents dans les processus documentés ; ces exemples sont présentés à titre indicatif, et leur liste ne doit pas être considérée comme exhaustive.

Dans l'ensemble des normes, sauf indication particulière, les éléments présentés à la section Exigences et mesures sous forme de liste à puces sont liés par l'opérateur « ou », et les éléments présentés sous forme de liste numérotée sont liés par l'opérateur « et ».

Plusieurs références de la section Applicabilité utilisent un seuil de 300 MW pour les systèmes DSF et DST. Ce seuil particulier de 300 MW pour les systèmes DSF et DST provient de la version 1 des normes CIP sur la cybersécurité. Le seuil demeure à 300 MW puisqu'il concerne spécifiquement les systèmes DST et DSF, qui constituent des efforts de dernier recours pour sauver le *BES*. Un examen des tolérances des systèmes DSF définies dans les normes de fiabilité régionales pour les exigences des programmes de DSF à ce jour indique que la valeur historique de 300 MW représente une valeur de seuil adéquate et raisonnable pour les tolérances d'exploitation admissibles des systèmes DSF.

Colonne « Systèmes visés » des tableaux

Chaque tableau comporte une colonne intitulée « Systèmes visés » qui définit plus précisément les systèmes auxquels s'applique l'exigence. La SDT (équipe de rédaction) CSO706 a adapté ce concept à partir du cadre de gestion des risques du National Institute of Standards and Technology (NIST) en vue d'établir une méthode d'application des exigences qui tient compte plus adéquatement de l'impact et des caractéristiques de connectivité. La colonne « Systèmes visés » repose sur les conventions suivantes :

- ***Systèmes électroniques BES* à impact élevé –** Désigne les *systèmes électroniques BES* classés dans la catégorie « impact élevé », selon les processus de désignation et de catégorisation de la norme CIP-002-5.1.
- ***Systèmes électroniques BES* à impact moyen –** Désigne les *systèmes électroniques BES* classés dans la catégorie « impact moyen », selon les processus de désignation et de catégorisation de la norme CIP-002-5.1.

- ***Systèmes électroniques BES* à impact moyen sans connectivité externe routable** – Désigne uniquement les *systèmes électroniques BES* à impact moyen sans *connectivité externe routable*.
- ***Systèmes électroniques BES* à impact moyen à connectivité externe routable** – Désigne uniquement les *systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable*, à l'exclusion des *actifs électroniques* des *systèmes électroniques BES* auxquels on ne peut avoir accès directement par *connectivité externe routable*.
- ***Systèmes de contrôle ou de surveillance des accès électroniques* (*EACMS*)** – Désigne tout *système de contrôle ou de surveillance des accès électroniques* associé à un *système électronique BES* à impact élevé ou moyen visé. Exemples non limitatifs : pare-feu, serveurs d'authentification et systèmes de surveillance de registre d'événements et d'alerte.
- ***Systèmes de contrôle des accès physiques* (*PACS*)** – Désigne tout *système de contrôle des accès physique*s associé à un *système électronique BES* à impact élevé ou moyen visé à *connectivité externe routable*.
- ***Actifs électroniques protégés* (*PCA*)** – Désigne tout *actif électronique protégé* associé à un *système électronique BES* à impact élevé ou moyen visé.
- **Matériel et dispositifs installés localement au *périmètre de sécurité physique*** – Désigne le matériel et les dispositifs (p. ex. détecteurs de mouvement, mécanismes de verrouillage électroniques ou lecteurs de carte d'accès) installés localement au *périmètre de sécurité physique* associé à un *système électronique BES* à impact élevé ou moyen à *connectivité externe routable* visé, mais qui ne contiennent pas et n'enregistrent pas d'information servant au contrôle des accès, et qui n'assurent pas de façon autonome l'authentification des accès. Ce matériel et ces dispositifs sont par définition exclus des *systèmes de contrôle des accès physiques*.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs plans de sécurité physique documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E1 (CIP-006-6) – Plan de sécurité physique. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme et exploitation le même jour]*

M1. Les pièces justificatives doivent comprendre chacun des plans de sécurité physique documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E1 (CIP-006-6) – Plan de sécurité physique ; d'autres pièces justificatives doivent attester la mise en œuvre selon la colonne Mesures du tableau.

Tableau E1 (CIP-006-6) – Plan de sécurité physique			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.1	*Systèmes électroniques BES* à impact moyen sans *connectivité externe routable*. *Systèmes de contrôle des accès physiques* (*PACS*) associés à : • des *systèmes électroniques BES* à impact élevé ; ou • des *systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable*.	Définir des mesures opérationnelles ou administratives permettant de restreindre l'accès physique.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : documentation attestant que des mesures opérationnelles ou administratives sont en place.

Tableau E1 (CIP-006-6) – Plan de sécurité physique			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.2	*Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PCA* associés.	Utiliser au moins un mécanisme de contrôle des accès physiques permettant l'accès physique sans accompagnement à chaque *périmètre de sécurité physique* visé aux seules personnes ayant un accès physique autorisé sans accompagnement.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : des énoncés dans le plan de sécurité physique qui décrivent chaque *périmètre de sécurité physique* et comment les accès physiques sans accompagnement y sont contrôlés par au moins un mécanisme, ainsi que des preuves qui attestent que seules les personnes autorisées y ont un accès physique sans accompagnement, comme des listes de personnes autorisées et les registres d'accès correspondants.
1.3	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PCA* associés.	Si c'est techniquement faisable, utiliser au moins deux mécanismes de contrôle des accès physiques différents (ce qui n'exige pas nécessairement deux systèmes de contrôle complètement indépendants) qui, ensemble, permettent l'accès physique sans accompagnement aux *périmètres de sécurité physique* aux seules personnes ayant un accès physique autorisé sans accompagnement.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : des énoncés dans le plan de sécurité physique qui décrivent les *périmètres de sécurité physique* et comment les accès physiques sans accompagnement sont contrôlés par au moins deux mécanismes différents, ainsi que des preuves qui attestent que seules les personnes autorisées y ont un accès physique sans accompagnement, comme des listes de personnes autorisées et les registres d'accès correspondants.

Tableau E1 (CIP-006-6) – Plan de sécurité physique			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.4	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PCA* associés.	Surveiller les accès non autorisés à un point d'accès physique d'un *périmètre de sécurité physique*.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : documentation des mécanismes de surveillance des accès non autorisés à un point d'accès physique d'un *périmètre de sécurité physique*.

Tableau E1 (CIP-006-6) – Plan de sécurité physique			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.5	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PCA* associés.	Déclencher une alarme ou une alerte en réponse à la détection d'un accès non autorisé à un point d'accès physique d'un *périmètre de sécurité physique*, à l'intention du personnel désigné dans le plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* lié au *BES*, dans les 15 minutes suivant la détection.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : des énoncés dans le plan de sécurité physique décrivant le processus de déclenchement d'une alarme ou d'une alerte en réponse à un accès non autorisé à un point d'accès physique d'un *périmètre de sécurité physique,* et des pièces justificatives additionnelles qui attestent que l'alarme ou l'alerte a été déclenchée et communiquée conformément au plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* lié au *BES*, comme des journaux d'alarmes ou d'alertes électroniques ou manuelles ou des registres de communications par cellulaire ou téléavertisseur, ou d'autres pièces justificatives qui documentent que l'alarme ou l'alerte a été déclenchée et communiquée.
1.6	*Systèmes de contrôle des accès physiques* (PACS) associés à : • des *systèmes électroniques BES* à impact élevé ; ou • des *systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable*.	Surveiller chaque *système de contrôle des accès physiques* afin de détecter les accès physiques non autorisés à un *système de contrôle des accès physiques*.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : documentation des mécanismes de détection des accès physiques non autorisés à un PACS.

Tableau E1 (CIP-006-6) – Plan de sécurité physique			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.7	*Systèmes de contrôle des accès physiques* (PACS) associés à : • des *systèmes électroniques BES* à impact élevé ; ou • des *systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable*.	Déclencher une alarme ou une alerte en réponse à la détection d'un accès physique non autorisé à un *système de contrôle des accès physiques,* à l'intention du personnel désigné dans le plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* lié au *BES*, dans les 15 minutes suivant la détection.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : des énoncés dans le plan de sécurité physique précisant qu'une alarme ou une alerte est déclenchée en réponse à la détection d'un accès physique non autorisé à un *système de contrôle des accès physiques*, et des pièces justificatives additionnelles qui attestent que l'alarme ou l'alerte a été déclenchée et communiquée conformément au plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* lié au *BES*, comme des journaux d'alarmes ou d'alertes ou des registres de communications par cellulaire ou téléavertisseur, ou d'autres pièces justificatives qui attestent que l'alarme ou l'alerte a été déclenchée et communiquée.

Tableau E1 (CIP-006-6) – Plan de sécurité physique			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.8	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PCA associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PCA associés.	Consigner (par des moyens automatisés ou par du personnel qui contrôle l'entrée) l'accès de chaque personne ayant un accès physique autorisé sans accompagnement dans chaque *périmètre de sécurité physique,* avec l'information permettant d'identifier la personne et de connaître la date et l'heure de l'accès.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : des énoncés dans le plan de sécurité physique décrivant la consignation et l'enregistrement des accès physiques à chaque *périmètre de sécurité physique* et des pièces justificatives additionnelles attestant que cette consignation a été mise en œuvre, comme des registres d'accès physique aux *périmètres de sécurité physique* indiquant la personne ainsi que la date et l'heure de l'accès au *périmètre de sécurité physique*.
1.9	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PCA associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PCA associés.	Conserver les registres d'accès physique des personnes ayant un accès physique autorisé sans accompagnement à un *périmètre de sécurité physique* pendant au moins 90 jours civils.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : documents datés, comme des registres des accès physiques aux *périmètres de sécurité physique* indiquant la date et l'heure de l'accès au *périmètre de sécurité physique*.
1.10	Systèmes électroniques BES à impact élevé et : • les PCA associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen aux *centres de*	Restreindre l'accès physique aux câbles et autres composants de communication non programmables qui servent à interrelier des *actifs électroniques* visés situés dans un	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents attestant la mise en œuvre par l'entité responsable des restrictions d'accès physique (câblage et composants sous

Tableau E1 (CIP-006-6) – Plan de sécurité physique			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
	contrôle et : • les PCA associés.	même *périmètre de sécurité électronique*, si ces câbles et composants se trouvent à l'extérieur d'un *périmètre de sécurité physique*. En l'absence de restriction d'accès physique à de tels câblages et composants, l'entité responsable doit documenter et mettre en œuvre une ou plusieurs des mesures suivantes : • cryptage des données qui transitent par ces câbles et composants ; ou • surveillance de l'état de la liaison de communication constituée par ces câbles et composants, avec déclenchement d'une alarme ou d'une alerte sur détection d'une défaillance de communication à l'intention du personnel désigné dans le plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* lié au *BES*, dans les 15 minutes suivant la détection ; ou • protection logique d'une efficacité équivalente.	conduit ou enfermés dans des chemins de câbles, etc.), du cryptage des données, de la surveillance ou d'une protection logique d'une efficacité équivalente.

E2. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs programmes de contrôle des visiteurs documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas du tableau E2 (CIP-006-6) – Programme de contrôle des visiteurs. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation le même jour]*

M2. Les pièces justificatives doivent comprendre un ou plusieurs programmes de contrôle des visiteurs documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E2 (CIP-006-6) – Programme de contrôle des visiteurs ; d'autres pièces justificatives doivent attester la mise en œuvre selon la colonne Mesures du tableau.

Tableau E2 (CIP-006-6) – Programme de contrôle des visiteurs			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
2.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PCA associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PCA associés.	Exiger un accompagnement continu des visiteurs (personnes à qui l'accès est accordé, mais n'ayant pas un accès physique autorisé sans accompagnement) à l'intérieur de chaque *périmètre de sécurité physique*, sauf dans des *circonstances CIP exceptionnelles*.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : des énoncés dans un programme de contrôle des visiteurs exigeant un accompagnement continu des visiteurs à l'intérieur des *périmètres de sécurité physique* ainsi que des pièces justificatives additionnelles attestant que cette mesure a été mise en œuvre, comme des registres de visiteurs.
2.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PCA associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PCA associés.	Exiger la consignation manuelle ou automatique de l'entrée de tout visiteur dans un *périmètre de sécurité physique* ainsi que de sa sortie, notamment la date et l'heure de la première entrée et de la dernière sortie, le nom du visiteur et le nom de son répondant, sauf dans des *circonstances CIP exceptionnelles*.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : des énoncés dans un programme de contrôle des visiteurs qui exige un accompagnement continu des visiteurs à l'intérieur des *périmètres de sécurité physique* et des pièces justificatives additionnelles attestant que cette mesure a été mise en œuvre, comme des registres de visiteurs datés renfermant les données pertinentes.

Tableau E2 (CIP-006-6) – Programme de contrôle des visiteurs			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
2.3	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PCA associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PCA associés.	Conserver les registres des visiteurs durant au moins 90 jours civils.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : documentation attestant que les registres des visiteurs ont été conservés durant au moins 90 jours civils.

E3. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs programmes documentés de maintenance et d'essai des *systèmes de contrôle des accès physiques* qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E3 (CIP-006-6) – Programme de maintenance et d'essais.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

M3. Les pièces justificatives doivent comprendre tous les programmes documentés de maintenance et d'essai des *systèmes de contrôle des accès physiques* qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E3 (CIP-006-6) – Programme de maintenance et d'essais ; d'autres pièces justificatives doivent attester la mise en œuvre selon la colonne Mesures du tableau.

Tableau E3 (CIP-006-6) – Programme de maintenance et d'essais des systèmes de contrôle des accès physiques			
Partie	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
3.1	*Systèmes de contrôle des accès physiques* (PACS) associés à : • des *systèmes électroniques BES* à impact élevé ; ou • des *systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable*. Équipements et dispositifs installés localement aux *périmètres de sécurité physique* associés à : • des *systèmes électroniques BES* à impact élevé ; ou • des *systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable*.	Les opérations de maintenance et d'essai de chaque *système de contrôle des accès physiques* et de chaque équipement ou dispositif installé localement au *périmètre de sécurité physique* doivent être effectuées au moins une fois tous les 24 mois civils afin d'assurer leur bon fonctionnement.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : un programme de maintenance et d'essai exigeant l'essai, au moins une fois tous les 24 mois civils, de chaque *système de contrôle des accès physiques* et des équipements ou dispositifs installés localement à un *périmètre de sécurité physique* visé, et des pièces justificatives additionnelles attestant que les essais ont été effectués, comme des registres de maintenance datés, ou tout autre document attestant que la maintenance et les essais ont été effectués pour chaque système et dispositif visé au moins une fois tous les 24 mois civils.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures* » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité responsable doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son CEA lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête :

- Chaque entité responsable doit conserver des pièces justificatives pour chaque exigence de la présente norme pendant trois années civiles.
- Si une entité responsable est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.
- Le CEA doit conserver les derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations de non-conformité

Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

2. Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-006-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	**Planification à long terme** **Exploitation le même jour**	**Moyen**				L'entité responsable n'a documenté ou mis en œuvre aucun plan de sécurité physique. (E1) OU L'entité responsable n'a pas documenté ou mis en œuvre de mesures opérationnelles ou administratives permettant de restreindre l'accès physique. (1.1) OU L'entité responsable a documenté et mis en œuvre des mécanismes de contrôle des accès physiques, mais il n'y a pas au moins un mécanisme de contrôle pour restreindre l'accès aux systèmes

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-006-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						applicables. (1.2) OU L'entité responsable a documenté et mis en œuvre des mécanismes de contrôle des accès physiques, mais il n'y a pas au moins deux mécanismes de contrôle différents pour restreindre l'accès aux systèmes applicables. (1.3) OU L'entité responsable n'a pas de processus pour surveiller les accès non autorisés à un point d'accès physique d'un *périmètre de sécurité physique*. (1.4) OU L'entité responsable n'a pas de processus pour déclencher une

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-006-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						alerte en cas de détection d'un accès non autorisé à un point d'accès physique d'un *périmètre de sécurité physique* ou pour communiquer cette alerte au personnel désigné dans un délai de 15 minutes. (1.5) OU L'entité responsable n'a pas de processus pour surveiller chaque *système de contrôle des accès physiques* à la recherche d'accès physiques non autorisés à un *système de contrôle des accès physiques*. (1.6) OU L'entité responsable n'a pas de processus pour déclencher une alerte en cas d'accès physique non autorisé

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-006-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						aux *systèmes de contrôle des accès physiques* ou pour communiquer cette alerte au personnel désigné dans un délai de 15 minutes. (1.7) OU L'entité responsable n'a pas de processus pour consigner les accès physiques autorisés à chaque *périmètre de sécurité physique*, avec l'information permettant d'identifier la personne ainsi que la date et l'heure de l'accès. (1.8) OU L'entité responsable n'a pas de processus pour conserver les registres d'accès physique pendant

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-006-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						90 jours civils. (1.9) OU L'*entité responsable* n'a pas documenté ni mis en œuvre des restrictions d'accès physique, du cryptage, de la surveillance ou d'autres protections logiques d'une efficacité équivalente pour des câbles et autres composants de communication non programmables qui servent à interrelier des *actifs électroniques* visés situés dans un même *périmètre de sécurité électronique*, si ces câbles et composants se trouvent à l'extérieur d'un *périmètre de*

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-006-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						sécurité physique. (1.10)
E2	**Exploitation le même jour**	**Moyen**	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable n'a pas adopté ou mis en œuvre un programme de contrôle des visiteurs qui exige un accompagnement continu des visiteurs à l'intérieur de tout *périmètre de sécurité physique.* (2.1) OU L'entité responsable n'a pas adopté ou mis en œuvre un programme de contrôle des visiteurs qui exige la consignation de la date et l'heure de la première entrée et de la dernière sortie du visiteur, le nom du visiteur et le nom de

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-006-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						son répondant. (2.2) OU L'entité responsable n'a pas adopté ou mis en œuvre un programme de contrôle des visiteurs pour conserver les registres des visiteurs durant au moins 90 jours. (2.3)
E3	**Planification à long terme**	**Moyen**	L'entité responsable a documenté et mis en œuvre un programme de maintenance et d'essai des *systèmes de contrôle des accès physiques* et des équipements ou dispositifs installés localement au *périmètre de sécurité physique,* mais a terminé l'essai exigé dans un délai de plus de 24 mois civils et d'au plus 25 mois civils.	L'entité responsable a documenté et mis en œuvre un programme de maintenance et d'essai des *systèmes de contrôle des accès physiques* et des équipements ou dispositifs installés localement au *périmètre de sécurité physique,* mais a terminé l'essai exigé dans un délai de plus de 25 mois civils et d'au plus 26 mois civils.	L'entité responsable a documenté et mis en œuvre un programme de maintenance et d'essai des *systèmes de contrôle des accès physiques* et des équipements ou dispositifs installés localement au *périmètre de sécurité physique,* mais a terminé l'essai exigé dans un délai de plus de 26 mois civils et d'au plus 27 mois civils.	L'entité responsable n'a pas documenté et mis en œuvre un programme de maintenance et d'essai des *systèmes de contrôle des accès physiques* et des équipements ou dispositifs installés localement au *périmètre de sécurité physique.* (3.1) OU L'entité responsable a

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-006-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			(3.1)	(3.1)	(3.1)	documenté et mis en œuvre un programme de maintenance et d'essai des *systèmes de contrôle des accès physiques* et des équipements ou dispositifs installés localement au *périmètre de sécurité physique,* mais n'a pas terminé l'essai exigé dans un délai de 27 mois civils. (3.1)

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	16 janvier 2006	E3.2 — Remplacement de « Control Center » par « control center » dans la version anglaise.	24 mars 2006
2	30 septembre 2009	Modifications visant à clarifier les exigences et à mettre les éléments de conformité en concordance avec les plus récentes directives sur l'établissement des éléments de conformité des normes. Suppression de la mention sur la prise en compte des considérations d'affaires. Remplacement de l'organisation régionale de fiabilité par l'entité régionale comme entité responsable. Reformulation de la date d'entrée en vigueur. Remplacement de « Responsabilité de la surveillance de la conformité » par « Responsabilité du contrôle de la conformité ».	
3	16 décembre 2009	Changement du numéro de version de -2 à -3. À l'exigence 1.6, suppression de la phrase traitant de la mise hors service d'un composant ou d'un système en vue d'effectuer la vérification conformément à l'ordonnance de la FERC du 30 septembre 2009.	

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
3	16 décembre 2009	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	
3	31 mars 2010	Approbation par la FERC.	
4	24 janvier 2011	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	
5	26 novembre 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Modification en coordination avec les autres normes CIP et révision du format selon le modèle RBS.
5	22 novembre 2013	Ordonnance de la FERC approuvant CIP-006-5.	
5	9 juillet 2014	Lettre d'ordonnance de la FERC approuvant les révisions des VRF et des VSL de certaines normes CIP.	L'exigence E3 de la norme CIP-006-5 passe de faible à moyen.
6	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	
6	21 janvier 2016	Ordonnance de la FERC émise approuvant CIP-003-6. Dossier no. RM15-14-000	

Principes directeurs et fondements techniques

Section 4 – Portée de l'applicabilité des normes CIP sur la cybersécurité

La section 4 (Applicabilité) des normes présente de l'information importante pour aider les entités responsables à déterminer la portée d'application des exigences CIP sur la cybersécurité.

La section 4.1 (Entités fonctionnelles) présente la liste des entités fonctionnelles de la NERC auxquelles s'applique la norme. Si l'entité est enregistrée au titre d'une ou de plusieurs des entités fonctionnelles énumérées à la section 4.1, les normes CIP sur la cybersécurité de la NERC s'y appliquent. Il est à noter qu'en ce qui concerne les *distributeurs*, la section 4.1 limite l'applicabilité à ceux qui détiennent certains types de systèmes et d'équipements énumérés à la section 4.2.

La section 4.2 (Installations) définit la portée des *installations*, systèmes et équipements détenus par l'entité responsable qui, selon la section 4.1, est visée par les exigences de la norme. Comme il est indiqué à la section d'exemption 4.2.3.5, la présente norme ne s'applique pas aux entités responsables qui n'ont pas de *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen selon la catégorisation de la norme CIP-002-5.1. Outre l'ensemble des *installations* du *BES*, des *centres de contrôle* et des autres systèmes et équipements, la liste comprend l'ensemble des systèmes et équipements détenus par les *distributeurs*. Bien que le terme « *installations* » dans le glossaire de la NERC indique déjà qu'il s'agit d'*éléments* du *BES*, l'utilisation additionnelle du terme « *BES* » vise ici à renforcer la portée d'applicabilité pour ces *installations*, en particulier dans cette section sur l'applicabilité. Cela aide à clarifier quels sont les *installations*, systèmes et équipements visés par les normes.

Généralités

Même si l'accent de cette norme de fiabilité n'est plus mis sur l'établissement et la gestion d'un périmètre physique complètement étanche (« à six parois »), il est attendu que dans de nombreux cas un périmètre à six parois demeurera le mécanisme principal pour le contrôle et la journalisation des accès aux *systèmes électroniques BES* et le déclenchement des alertes afférentes. Ensemble, les mécanismes décrits ci-après constitueront de fait le plan de sécurité physique permettant de gérer les accès physiques aux *systèmes électroniques BES*.

Exigence E1

Les méthodes de contrôle des accès physiques comprennent :

- Carte d'accès : Un dispositif d'accès électronique pour lequel les droits d'accès du détenteur de la carte sont prédéfinis dans une base de données informatique. Les droits d'accès peuvent différer d'un périmètre à un autre.
- Systèmes de verrouillage : Ceux-ci incluent notamment les serrures à « clé à copie restreinte », les serrures magnétiques qui peuvent être déverrouillées à distance et les sas de sécurité.
- Personnel de sécurité : Personne responsable de la surveillance des accès physiques, qui peut se trouver sur place ou dans un poste de surveillance à distance.

- Autres dispositifs d'authentification : Lecteur biométrique, clavier numérique, jeton ou tout autre dispositif équivalent permettant de contrôler l'accès physique au *périmètre de sécurité physique*.

Les méthodes de surveillance des accès physiques comprennent :

- Système d'alarme : Système qui produit une alarme pour indiquer qu'un mouvement a été détecté à l'intérieur d'un périmètre ou qu'une porte, une barrière ou une fenêtre a été ouverte sans autorisation. L'alarme doit être signalée au personnel d'intervention désigné dans un délai d'au plus 15 minutes.
- Postes de garde : Surveillance des points d'accès physique assurée par le personnel chargé de contrôler les accès physiques.

Les méthodes de journalisation des accès comprennent :

- Registre informatisé : Journal électronique produit par le système de contrôle d'accès et d'alerte adopté par l'entité responsable.
- Enregistrement vidéo : Saisie électronique d'images vidéo de qualité suffisante pour permettre l'identification d'une personne.
- Registre manuel : Journal, feuille de signature ou autre relevé des accès physiques tenu par un gardien de sécurité ou une autre personne autorisée à contrôler et à surveiller les accès physiques.

L'ordonnance 706 de la FERC, paragraphe 572, donne pour directive d'utiliser au moins deux mécanismes différents et complémentaires pour le contrôle des accès physiques afin d'assurer une défense en profondeur. Elle n'exige pas l'utilisation d'un minimum de deux *périmètres de sécurité physique* et elle n'exclut pas l'utilisation de périmètres en couches. En présence d'un périmètre de sécurité physique unique, il serait acceptable d'utiliser au point d'accès une authentification à deux facteurs. Dans ce cas, les mécanismes de contrôle pourraient comprendre par exemple une carte d'accès combinée à un code NIP (élément détenu par l'utilisateur et élément connu de l'utilisateur), une carte d'accès combinée à un lecteur biométrique (élément détenu par l'utilisateur et élément qui le caractérise) ou encore une clé physique combinée à une serrure de porte et à une télécaméra de surveillance, où un gardien disposerait des renseignements nécessaires pour authentifier les personnes, en les observant ou en leur parlant, avant de leur accorder un accès (élément détenu par l'utilisateur et élément qui le caractérise). Il est possible de mettre en œuvre l'authentification à deux facteurs au moyen d'un seul *système de contrôle des accès physiques*, à condition d'utiliser plus d'une méthode d'authentification. En présence d'un périmètre de sécurité physique en couches, il serait acceptable de combiner une barrière verrouillée et un bâtiment de contrôle verrouillé, à condition que l'accès à ces deux points d'entrée ne puisse être autorisé à l'aide du même facteur d'authentification (comme une clé ou une carte d'accès).

Les entités peuvent choisir de situer certains *PACS* à l'intérieur d'un *périmètre de sécurité physique* pour contrôler les accès aux *systèmes électroniques BES* visés. Ces *PACS* n'ont pas à respecter les alinéas 1.1, 1.6 et 1.7 de l'exigence E1 en plus de ce qui s'applique déjà au *périmètre de sécurité physique*.

Le nouvel alinéa 1.10 de l'exigence E1 de la norme CIP-006-6 met en œuvre la prescription du paragraphe 150 de l'ordonnance 791 de la FERC. Cette exigence vise la protection du câblage et des composants de communication non programmables situés à l'intérieur d'un *périmètre de sécurité électronique* (*ESP*), mais qui se prolonge à l'extérieur d'un *périmètre de sécurité physique* (*PSP*). Cette protection, qui rejoint la description faite dans la demande de validation de l'interprétation fournie à PacifiCorp sur la norme CIP-006-2, présentée par la NERC et acceptée par la FERC, doit être réalisée soit par la protection physique des câbles et composants qui sortent d'un *PSP* (par exemple au moyen de conduits ou de chemins de câbles sécurisés), soit par le cryptage des données, par la surveillance des circuits ou par une protection logique d'une efficacité équivalente. Il s'agit de faire en sorte que les protections physiques réduisent la possibilité de sabotage ou d'accès direct aux dispositifs non programmables. Les conduits, les chemins de câbles sécurisés et les armoires de communication sécurisées sont des exemples de ces types de protection. Ces mesures de sécurité physique doivent être mises en œuvre façon à permettre de détecter ou de constater après coup le sabotage possible du câblage et des composants non programmables. Il pourrait s'agir d'un simple cadenas sur une armoire de communication si l'entité est en mesure de constater que le cadenas a été coupé. Un autre moyen pourrait être un câblage armé ou encore le tube en acier inoxydable ou en aluminium qui protège la fibre à l'intérieur d'un câble de garde à fibre optique (CGFO). Lorsqu'on utilise l'une de ces diverses méthodes, il faut prendre soin de protéger toute la longueur du câblage, y compris les points de raccordement qui peuvent se trouver à l'extérieur d'un *PSP*.

Cette partie de l'exigence vise uniquement les portions du câblage et des composants de communication non programmables qui se trouvent à l'extérieur du *PSP*, mais à l'intérieur de l'*ESP*. Dès que ce câblage et ces composants de communication non programmables sont situés à l'intérieur du *PSP*, cette partie de l'exigence ne s'applique plus.

L'exigence porte spécifiquement sur la protection physique du câblage et des composants de communication, puisqu'elle fait partie d'une norme sur la sécurité physique et que la lacune de protection indiquée dans l'ordonnance 791 de la FERC concerne la protection physique. Cependant, cette partie de l'exigence reconnaît qu'il existe plusieurs manières d'assurer la protection du câblage et des composants de communication non programmables. En particulier, l'exigence permet à l'entité d'opter pour une solution autre qu'une protection physique dans une situation où l'entité ne peut pas mettre en œuvre une protection physique, ou si elle choisit simplement de ne pas mettre en œuvre une telle protection. L'entité n'est nullement tenue de justifier ou d'expliquer pourquoi elle a opté pour des protections logiques plutôt que pour les mesures physiques indiquées dans l'exigence.

Les mesures de protection non physique indiquées à l'alinéa 1.10 de l'exigence E1 de la norme CIP-006-6 (cryptage et surveillance des circuits) ont été jugées acceptables dans la demande de validation de l'interprétation fournie à PacifiCorp sur la norme CIP-006-2, présentée par la NERC et acceptée par la FERC (RD10-13-000). Si une entité choisit de mettre en œuvre « une protection logique d'une efficacité équivalente » au lieu des mécanismes de protection indiqués dans la norme, l'entité devrait normalement documenter pourquoi elle considère cette protection comme étant d'une efficacité équivalente. La NERC explique dans sa requête sur l'interprétation fournie à PacifiCorp sur la norme CIP-006-2 que les mesures concernent

l'accès ainsi que le sabotage physique. Par conséquent, l'entité peut choisir d'indiquer comment sa protection peut assurer la détection du sabotage. L'entité peut aussi choisir d'expliquer comment sa protection est équivalente aux autres options logiques présentées dans la norme relativement à la triade « confidentialité, intégrité et disponibilité ». L'entité peut trouver utile de soumettre ses plans à l'entité régionale avant la mise en œuvre, mais elle n'est pas tenue de le faire.

Cette exigence ne spécifie pas de protection physique pour des équipements de tiers, comme l'indique l'ordonnance 791-A de la FERC. L'exigence accorde à l'entité la latitude voulue pour concevoir son *ESP* et aussi pour le prolonger à l'extérieur de son *PSP* au moyen des mécanismes logiques spécifiés à la partie 1.10 de l'exigence E1 de la norme CIP-006-6, notamment le cryptage (option indiquée nommément dans l'ordonnance 791-A de la FERC). Ces mécanismes devraient offrir aux *systèmes électroniques BES* de l'entité une protection suffisante pour qu'il ne soit pas nécessaire d'appliquer des mesures à des équipements de tiers lorsque l'entité utilise des liaisons de communication louées.

En plus du câblage, les composants visés par cette partie de l'exigence sont les composants situés à l'extérieur d'un *PSP* et qui pourraient presque être considérés comme des *actifs électroniques BES* ou des *actifs électroniques protégés*, sauf qu'ils ne répondent pas à la définition d'*actif électronique* puisqu'ils ne sont pas programmables. Exemples non limitatifs de tels composants non programmables : commutateurs, concentrateurs, panneaux de répartition, convertisseurs de support, adaptateurs de port et raccords non gérés.

Exigence E2

Les données d'accès des visiteurs doivent être consignées une seule fois par visite et non chaque fois que le visiteur entre dans le *périmètre de sécurité physique* et qu'il en sort durant sa visite, et ce, afin de permettre au visiteur de sortir temporairement du périmètre au besoin (pour aller récupérer un objet à l'extérieur, par exemple) sans avoir à s'enregistrer chaque fois pour y entrer de nouveau.

La SDT a également établi qu'il faudrait consigner le nom d'un répondant en mesure de fournir des renseignements supplémentaires sur une visite dans l'éventualité où l'on aurait besoin de réponses à certaines questions. Ce répondant peut être l'accompagnateur du visiteur, mais il n'est pas nécessaire de consigner le nom de toutes les personnes qui ont accompagné un visiteur.

Exigence E3

Cette exigence introduit les essais à effectuer sur l'équipement et les dispositifs installés localement pour assurer le contrôle des accès aux *périmètres de sécurité physique*, ainsi que le déclenchement d'alertes et la consignation de données les concernant. Il s'agit notamment des détecteurs de mouvement, des mécanismes de verrouillage électroniques et des lecteurs de carte d'accès, qui ne sont pas considérés comme faisant partie du *système de contrôle des accès physiques*, mais qui sont nécessaires à la protection des *systèmes électroniques BES*.

Justification :

Pendant l'élaboration de cette norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de l'exigence E1 :

Chaque entité responsable doit s'assurer de restreindre et de gérer adéquatement les accès physiques à tous les *systèmes électroniques BES*. Les entités peuvent choisir de situer certains *PACS* à l'intérieur d'un *périmètre de sécurité physique* pour contrôler les accès aux *systèmes électroniques BES* visés. Ces *PACS* n'ont pas à respecter les alinéas 1.1, 1.6 et 1.7 de l'exigence E1 en plus de ce qui s'applique déjà au *périmètre de sécurité physique*.

Quant à l'alinéa 1.10 de l'exigence E1, lorsque des câbles ou autres composants non programmables du réseau de communication d'un *centre de contrôle* ne peuvent pas être sécurisés dans un *périmètre de sécurité physique* (*PSP*), il faut prendre des mesures pour assurer l'intégrité des *systèmes électroniques BES*. Si des trajets de communication sont exposés à l'extérieur d'un *PSP*, il faut mettre en place des protections physiques ou logiques afin de réduire la probabilité que des attaques par interposition puissent compromettre l'intégrité des *actifs électroniques BES* raccordés ou des *PCA* qui doivent résider dans des *PSP*. Bien qu'il convienne d'envisager d'abord une protection physique du câblage et des composants de communication non programmables, la SDT comprend que certaines configurations se prêtent mal à des restrictions d'accès physique et que les entités responsables sont en mesure de défendre raisonnablement leurs composants de communication exposés physiquement au moyen de protections logiques supplémentaires.

Justification de l'exigence E2 :

Il s'agit de contrôler quand le personnel n'ayant pas un accès physique autorisé sans accompagnement peut se trouver à l'intérieur d'un *périmètre de sécurité physique* protégeant des *systèmes électroniques BES*, ou des *systèmes de contrôle ou de surveillance des accès électroniques*, selon le tableau E2.

Justification de l'exigence E3 :

Il s'agit de faire en sorte que tous les dispositifs et *systèmes de contrôle des accès physiques* continuent de fonctionner correctement.

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : Cybersécurité — Sécurité physique des systèmes électroniques BES

2. Numéro : CIP-006-6

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités Fonctionnelles

Aucune disposition particulière

4.2. Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP) et aux installations spécifiées pour le *distributeur*. Dans l'application de cette norme, toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « BES » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « RTP » respectivement.

Exemptions additionnelles

Sont exemptés de l'application de la présente norme :

- Toute installation de production qui répond aux deux conditions suivantes : (1) la puissance nominale de l'installation est de 300 MVA ou moins et (2) aucun groupe de l'installation ne peut être synchronisé avec un réseau voisin.
- Postes élévateurs des installations de production identifiées au point précédent.

5. Date d'entrée en vigueur au Québec :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 31 octobre 2017

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 31 octobre 2017

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er janvier 2018

Norme	Date de mise en application au Québec		
	Entités visées par la version 1 des normes CIP adoptées par la Régie	Entités exemptées de l'application de la version 1 des normes CIP en vertu des dispositions particulières associées à ces normes	Entités qui possèdent des installations de production à vocation industrielle
CIP-006-6	2018-01-01	2018-10-01	2019-04-01

6. Contexte :

Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de l'application de la norme de fiabilité et de son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Justification

Aucune disposition particulière

Historique des versions

Révision	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	31 octobre 2017	Nouvelle annexe.	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : Cybersécurité — Gestion de la sécurité des systèmes

2. Numéro : CIP-007-6

3. Objet : Gérer la sécurité des systèmes en établissant des exigences techniques, opérationnelles et administratives particulières afin de protéger les *systèmes électroniques BES* contre les compromissions qui pourraient entraîner un fonctionnement incorrect ou une instabilité dans le *système de production-transport d'électricité* (*BES*).

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles : Dans le contexte des exigences de la présente norme, les entités fonctionnelles indiquées ci-après seront appelées collectivement « les entités responsables ». Dans le cas des exigences de cette norme qui visent une entité fonctionnelle particulière ou un sous-ensemble particulier d'entités fonctionnelles, la ou les entités fonctionnelles sont précisées explicitement.

4.1.1 ***Responsable de l'équilibrage***

4.1.2 ***Distributeur*** qui possède un ou plusieurs des *installations*, systèmes et équipements suivants pour la protection ou la remise en charge du *BES* :

4.1.2.1 Chaque système de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) ou de délestage de charge en sous-tension (DST) qui :

4.1.2.1.1 fait partie d'un programme de délestage de *charge* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'entité régionale ; et

4.1.2.1.2 effectue du délestage automatique de *charge* de 300 MW ou plus par un système de commande commun détenu par l'entité responsable, sans déclenchement par un exploitant.

4.1.2.2 Chaque *automatisme de réseau (SPS)* ou *plan de défense (RAS)* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'entité régionale.

4.1.2.3 Chaque *système de protection* applicable au *transport* (à l'exclusion des systèmes DSF et DST) visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'entité régionale.

4.1.2.4 Chaque *chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des prochains groupes de production à démarrer.

4.1.3 ***Exploitant d'installation de production***

4.1.4 ***Propriétaire d'installation de production***

4.1.5 ***Coordonnateur des échanges* ou *responsable des échanges***

4.1.6 ***Coordonnateur de la fiabilité***

4.1.7 ***Exploitant de réseau de transport***

4.1.8 ***Propriétaire d'installation de transport***

4.2. ***Installations* :** Dans le contexte des exigences de la présente norme, les *installations*, systèmes et équipements suivants détenus par chaque entité responsable indiquée à la section 4.1 sont ceux auxquels ces exigences sont applicables. Dans le cas des exigences de cette norme qui visent un type particulier d'*installations*, de système ou d'équipements, ou un sous-ensemble d'*installations*, de systèmes ou d'équipements, ceux-ci sont précisés explicitement.

4.2.1 **Distributeur :** Un ou plusieurs des *installations*, systèmes et équipements suivants détenus par le *distributeur* pour la protection ou la remise en charge du *BES* :

4.2.1.1 Chaque système de DSF ou de DST qui :

4.2.1.1.1 fait partie d'un programme de délestage de *charge* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'entité régionale ; et

4.2.1.1.2 effectue du délestage automatique de *charge* de 300 MW ou plus au moyen d'un système de commande commun détenu par l'entité responsable, sans déclenchement par un exploitant.

4.2.1.2 Chaque *automatisme de réseau* ou *plan de défense* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'entité régionale.

4.2.1.3 Chaque *système de protection* applicable au *transport* (à l'exclusion des systèmes DSF et DST) dans le cas où le *système de protection* est visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'entité régionale.

4.2.1.4 Chaque *chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des prochains groupes de production à démarrer.

4.2.2 **Entités responsables indiquées en 4.1, sauf les distributeurs** :

Toutes les *installations* du *BES*.

4.2.3 **Exemptions :** Sont exemptés de la norme CIP-007-6 :

4.2.3.1 les *actifs électroniques* aux *installations* réglementées par la Commission canadienne de sûreté nucléaire ;

4.2.3.2 les *actifs électroniques* associés aux réseaux de communication et aux liaisons d'échange de données entre des *périmètres de sécurité électroniques* distincts ;

4.2.3.3 les systèmes, structures et composants régis par la U.S. Nuclear Regulatory Commission en vertu d'un plan de cybersécurité conforme au règlement CFR 10, section 73.54 ;

4.2.3.4 dans le cas des *distributeurs*, les systèmes et les équipements non mentionnés à la section 4.2.1 ci-dessus ;

4.2.3.5 les entités responsables qui déterminent qu'elles n'ont pas de *systèmes électroniques BES* classés dans les catégories « impact élevé » ou « impact moyen » selon le processus de désignation et de catégorisation de la norme CIP-002-5.1.

5. Dates d'entrée en vigueur :

Voir le plan de mise en œuvre de la norme CIP-007-6.

6. Contexte :

La norme CIP-007 fait partie d'une série de normes CIP sur la cybersécurité qui exigent la détermination et la catégorisation initiales des *systèmes électroniques BES*. Ces normes exigent aussi un niveau minimal de mesures organisationnelles, opérationnelles et administratives pour réduire les risques aux *systèmes électroniques BES*.

La plupart des exigences commencent ainsi : « Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs [processus, plans, etc.] documentés qui couvrent tous les alinéas applicables du tableau [référence au tableau]. » Le tableau en référence précise les éléments qui doivent être inclus dans les procédures pour le thème commun de l'exigence.

L'expression « processus documenté » désigne un ensemble de consignes spécifiques à l'entité responsable et visant à produire un résultat particulier. Cette expression n'implique pas de structure de nommage ou d'approbation au-delà de la formulation des exigences. Une entité doit inclure tout ce qu'elle juge nécessaire dans ses processus documentés, en s'assurant de bien couvrir les exigences pertinentes.

Les mots « programme » et « plan » sont parfois utilisés au lieu de « processus documenté », dans la mesure où la compréhension relève du bon sens. Par exemple, les processus documentés qui décrivent une réponse sont généralement appelés « plans » (plan d'action en cas d'incident, plan de rétablissement, etc.). De plus, un plan de sécurité peut décrire une approche comportant plusieurs procédures couvrant un thème étendu.

De même, le mot « programme » peut désigner la mise en œuvre générale par l'organisation de ses politiques, plans et procédures portant sur un thème donné. Le programme d'évaluation des risques liés au personnel et le programme de formation

du personnel sont des exemples qui figurent dans les normes. La mise en œuvre complète des normes de fiabilité CIP sur la cybersécurité pourrait aussi être appelée « programme ». Toutefois, les mots « programme » et « plan » n'impliquent pas d'exigences supplémentaires au-delà de ce qui est indiqué dans les normes.

Les entités responsables peuvent mettre en œuvre des moyens communs qui répondent aux besoins de plusieurs *systèmes électroniques BES* à impact élevé et moyen. Par exemple, un même programme de formation pourrait répondre aux exigences en formation du personnel concernant plusieurs *systèmes électroniques BES*.

Les mesures auxquelles renvoie l'énoncé initial de l'exigence correspondent simplement aux processus documentés eux-mêmes. La colonne « Mesures » présente des exemples de pièces justificatives attestant la documentation et la mise en œuvre des éléments pertinents dans les processus documentés ; ces exemples sont présentés à titre indicatif, et leur liste ne doit pas être considérée comme exhaustive.

Dans l'ensemble des normes, sauf indication particulière, les éléments présentés à la section Exigences et mesures sous forme de liste à puces sont liés par l'opérateur « ou », et les éléments présentés sous forme de liste numérotée sont liés par l'opérateur « et ».

Plusieurs références de la section Applicabilité utilisent un seuil de 300 MW pour les systèmes DSF et DST. Ce seuil particulier de 300 MW pour les systèmes DSF et DST provient de la version 1 des normes CIP sur la cybersécurité. Le seuil demeure à 300 MW puisqu'il concerne spécifiquement les systèmes DST et DSF, qui constituent des efforts de dernier recours pour sauver le *BES*. Un examen des tolérances des systèmes DSF définies dans les normes de fiabilité régionales pour les exigences des programmes de DSF à ce jour indique que la valeur historique de 300 MW représente une valeur de seuil adéquate et raisonnable pour les tolérances d'exploitation admissibles des systèmes DSF.

Colonne « Systèmes visés » des tableaux

Chaque tableau comporte une colonne intitulée « Systèmes visés » qui définit plus précisément les systèmes auxquels s'applique l'exigence. La SDT (équipe de rédaction) CSO706 a adapté ce concept à partir du cadre de gestion des risques du National Institute of Standards and Technology (NIST) en vue d'établir une méthode d'application des exigences qui tient compte plus adéquatement de l'impact et des caractéristiques de connectivité. La colonne « Systèmes visés » repose sur les conventions suivantes :

- ***Systèmes électroniques BES* à impact élevé –** Désigne les *systèmes électroniques BES* classés dans la catégorie « impact élevé », selon les processus de désignation et de catégorisation de la norme CIP-002-5.1.

- ***Systèmes électroniques BES* à impact moyen –** Désigne les *systèmes électroniques BES* classés dans la catégorie « impact moyen », selon les processus de désignation et de catégorisation de la norme CIP-002-5.1.
- ***Systèmes électroniques BES* à impact moyen de *centres de contrôle* –** Désigne uniquement les *systèmes électroniques BES* à impact moyen situés dans des *centres de contrôle*.
- ***Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable*** – Désigne uniquement les *systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable*, à l'exclusion des *actifs électroniques* des *systèmes électroniques BES* auxquels on ne peut avoir accès directement par *connectivité externe routable*.
- ***Systèmes de contrôle ou de surveillance des accès électroniques* (*EACMS*)** – Désigne tout *système de contrôle ou de surveillance des accès électroniques* associé à un *système électronique BES* à impact élevé ou moyen visé. Exemples non limitatifs : pare-feu, serveurs d'authentification et systèmes de surveillance de registre d'événements et d'alerte.
- ***Systèmes de contrôle des accès physiques* (*PACS*)** – Désigne tout *système de contrôle des accès physique*s associés à un *système électronique BES* à impact élevé ou moyen visé à *connectivité externe routable*.
- ***Actifs électroniques protégés* (*PCA*)** – Désigne tout *actif électronique protégé* associé à un *système électronique BES* à impact élevé ou moyen visé.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs processus documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E1 (CIP-007-6) – Ports et services.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation le même jour]

M1. Les pièces justificatives doivent comprendre chacun des processus documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E1 (CIP-007-6) – Ports et services ; d'autres pièces justificatives doivent attester la mise en œuvre, selon la colonne Mesures du tableau.

Tableau E1 (CIP-007-6) – Ports et services			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les EACMS associés ; 2. les PACS associés ; et 3. les PCA associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les EACMS associés ; 2. les PACS associés ; et 3. les PCA associés.	Si cela est techniquement faisable, activer uniquement les ports logiques accessibles par le réseau qui sont jugés nécessaires par l'entité responsable, y compris les plages de ports ou de services qui sont nécessaires pour la prise en charge de ports dynamiques. Si un dispositif ne permet pas la désactivation ou la restriction de ses ports logiques, tous les ports ouverts sont considérés comme nécessaires.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : • documentation établissant la nécessité de tous les ports activés de tous les *actifs électroniques* et *points d'accès électronique* visés, pris individuellement ou collectivement ; • listes des ports d'écoute des *actifs électroniques*, pris individuellement ou collectivement, provenant des fichiers de configuration des dispositifs, du résultat de commandes comme netstat ou de balayages réseau des ports ouverts ; ou • fichiers de configuration des pare-feu (de type hôte) ou de tout autre mécanisme intégré au matériel qui n'autorisent l'accès qu'aux ports nécessaires et qui le refusent à tous les autres.

Tableau E1 (CIP-007-6) – Ports et services			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *PCA* associés ; et 2. les composants de communication non programmables associés situés à la fois dans un *périmètre de sécurité physique* et dans un *périmètre de sécurité électronique*. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen de *centres de contrôle* et : 1. les *PCA* associés ; et 2. les composants de communication non programmables associés situés à la fois dans un *périmètre de sécurité physique* et dans un *périmètre de sécurité électronique*.	Empêcher l'utilisation de ports d'entrée-sortie physiques non nécessaires utilisés pour la connectivité de réseau, les commandes pupitre ou les *supports de stockage amovibles*.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : documentation indiquant le type de protection assurée pour les ports d'entrée-sortie physiques – soit logique (configuration du système), soit physique (verrouillage ou signalisation).

E2. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs processus documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E2 (CIP-007-6) – Gestion des correctifs de sécurité.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M2. Les pièces justificatives doivent comprendre chacun des processus documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E2 (CIP-007-6) – Gestion des correctifs de sécurité ; d'autres pièces justificatives doivent attester la mise en œuvre, selon la colonne Mesures du tableau.

Tableau E2 (CIP-007-6) – Gestion des correctifs de sécurité			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
2.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés; et 3. les *PCA* associés.	Un processus de gestion des correctifs portant sur le suivi, l'évaluation et l'installation des correctifs de cybersécurité pour les *actifs électroniques* visés. Le suivi comprend la désignation de la ou des sources que l'entité responsable utilise pour faire le suivi de la publication de correctifs de cybersécurité destinés aux *actifs électroniques* visés qui sont actualisables et pour lesquels il existe une source de correctifs.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documentation d'un processus de gestion des correctifs et documentation ou listes de sources qui sont utilisées pour le suivi visant chacun des *systèmes électroniques BES* ou des *actifs électroniques BES*.

Tableau E2 (CIP-007-6) – Gestion des correctifs de sécurité			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
2.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Au moins une fois tous les 35 jours civils, évaluer l'applicabilité des correctifs de sécurité publiés par la ou les sources indiquées à l'alinéa 2.1 depuis l'évaluation précédente.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : une évaluation effectuée ou citée par une entité responsable ou réalisée en son nom et portant sur les correctifs de sécurité publiés par les sources documentées, et ce, au moins tous les 35 jours civils.

Tableau E2 (CIP-007-6) – Gestion des correctifs de sécurité			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
2.3	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Pour les correctifs jugés applicables selon l'alinéa 2.2, prendre une des mesures suivantes dans les 35 jours civils suivant la fin de l'évaluation : • appliquer les correctifs applicables ; • créer un plan d'atténuation daté ; ou • réviser un plan d'atténuation existant. Les plans d'atténuation doivent comprendre les mesures que l'entité responsable compte prendre pour atténuer les vulnérabilités visées par chaque correctif de sécurité, ainsi qu'un délai de mise en œuvre de ces mesures.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : • enregistrements d'installation des correctifs (p. ex. rapport exporté d'un outil automatisé de gestion des correctifs indiquant la date d'installation, validation de la version du logiciel des composants du *système électronique BES* ou exportation d'un registre indiquant que le logiciel a été installé) ; ou • plan daté indiquant à quel moment et de quelle façon la vulnérabilité sera corrigée, qui documente les mesures que l'entité responsable compte prendre pour atténuer les vulnérabilités visées par le correctif de sécurité et qui précise un délai d'exécution des mesures d'atténuation.

Tableau E2 (CIP-007-6) – Gestion des correctifs de sécurité			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
2.4	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Pour chaque plan d'atténuation créé ou mis à jour selon l'alinéa 2.3, mettre le plan en œuvre dans le délai qui y est précisé, à moins qu'une révision du plan ou un prolongement du délai indiqué à l'alinéa 2.3 soit approuvé par le *cadre supérieur CIP* ou son délégataire.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : registres de mise en œuvre des plans d'atténuation.

E3. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs processus documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E3 (CIP-007-6) – Protection contre les programmes malveillants.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation le même jour]

M3. Les pièces justificatives doivent comprendre chacun des processus documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E3(CIP-007-6) – Protection contre les programmes malveillants ; d'autres pièces justificatives doivent attester la mise en œuvre, selon la colonne Mesures du tableau.

Tableau E3 (CIP-007-6) – Protection contre les programmes malveillants			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
3.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Utiliser une ou des méthodes pour bloquer, détecter ou prévenir les programmes malveillants.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : suivis de la mise en œuvre de ces méthodes par l'entité responsable (au moyen de logiciels antivirus habituels, du renforcement des systèmes, de politiques, etc.).

Tableau E3 (CIP-007-6) – Protection contre les programmes malveillants			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
3.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Atténuer la menace des programmes malveillants détectés.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : • registres des processus d'intervention en cas de détection de programmes malveillants ; • suivis de la performance de ces processus lorsque des programmes malveillants sont détectés.
3.3	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Pour les méthodes indiquées à l'alinéa 3.1 qui utilisent des signatures ou des séquences de code, avoir un processus de mise à jour des signatures et des séquences de code. Le processus doit traiter de l'essai et de l'installation des signatures et des séquences de code.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : documentation décrivant le processus de mise à jour des signatures et des séquences de code.

E4. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs processus documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E4 (CIP-007-6) – Surveillance des événements de sécurité.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation le même jour et évaluation des activités d'exploitation]

M4. Les pièces justificatives doivent comprendre chacun des processus documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E4 (CIP-007-6) – Surveillance des événements de sécurité ; d'autres pièces justificatives doivent attester la mise en œuvre, selon la colonne Mesures du tableau.

Tableau E4 (CIP-007-6) – Surveillance des événements de sécurité			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
4.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Journaliser les événements au niveau du *système électronique BES* (selon les capacités du *système électronique BES*) ou au niveau de l'*actif électronique* (selon les capacités de l'*actif électronique*) permettant la détection des *incidents de cybersécurité* – et les enquêtes subséquentes à leur sujet – qui comprennent au minimum chacun des types d'événements suivants : 4.1.1. toute tentative détectée d'ouverture de session ayant réussi ; 4.1.2. toute tentative détectée d'accès ou d'ouverture de session ayant échoué ; et 4.1.3. tout programme malveillant détecté.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : liste des types d'événements que le *système électronique BES* est en mesure de détecter, générée manuellement ou automatiquement, et, le cas échéant, qu'il est configuré pour journaliser. Cette liste doit comprendre les types d'événements obligatoires.

Tableau E4 (CIP-007-6) – Surveillance des événements de sécurité			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
4.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Générer des alertes pour les événements de sécurité qui, selon l'entité responsable, nécessitent une alerte, y compris au minimum chacun des types d'événements suivants (selon les capacités de l'*actif électronique* ou du *système électronique BES*) : 4.2.1. programmes malveillants détectés conformément à l'alinéa 4.1 ; et 4.2.2. échec détecté de la journalisation des événements définis à l'alinéa 4.1.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : liste, générée manuellement ou automatiquement, des événements de sécurité qui, selon l'entité responsable, nécessitent des alertes, y compris une liste, générée manuellement ou automatiquement, indiquant la configuration des alertes.

Tableau E4 (CIP-007-6) – Surveillance des événements de sécurité			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
4.3	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen de *centres de contrôle* et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Si cela est techniquement faisable, conserver les journaux des événements exigés à l'alinéa 4.1 pendant au moins 90 jours civils consécutifs, sauf dans des *circonstances CIP exceptionnelles*.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documentation du processus de conservation des journaux des événements et rapports générés manuellement ou automatiquement qui indiquent que la configuration de conservation des journaux est réglée à 90 jours ou plus.
4.4	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PCA* associés.	Examiner un résumé ou un échantillon des événements journalisés, tels que définis par l'entité responsable, à intervalles d'au plus 15 jours civils, afin de repérer les *incidents de cybersécurité* non détectés.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : document décrivant l'examen et ses constatations éventuelles, et document daté démontrant que l'examen a eu lieu.

E5. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs processus documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E5 (CIP-007-6) – Contrôle des accès aux systèmes.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M5. Les pièces justificatives doivent comprendre chacun des processus documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E5 (CIP-007-6) – Contrôle des accès aux systèmes ; d'autres pièces justificatives doivent attester la mise en œuvre, selon la colonne Mesures du tableau.

Tableau E5 (CIP-007-6) – Contrôle des accès aux systèmes			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
5.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen de *centres de contrôle* et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Avoir une ou plusieurs méthodes pour imposer l'authentification de tout accès utilisateur interactif, si cela est techniquement faisable.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : documentation décrivant le mode d'authentification des accès.

Tableau E5 (CIP-007-6) – Contrôle des accès aux systèmes			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
5.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Répertorier par système, par groupe de systèmes, par emplacement ou par type de système tous les comptes par défaut ou autres comptes génériques qui sont connus et activés.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : liste de comptes indiquant les types de comptes activés ou génériques utilisés pour le *système électronique BES*.
5.3	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Recenser toutes les personnes ayant un accès autorisé à des comptes partagés.	Exemple non limitatif de pièces justificatives : liste des comptes partagés et des personnes qui y ont un accès autorisé.

Tableau E5 (CIP-007-6) – Contrôle des accès aux systèmes			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
5.4	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Changer les mots de passe par défaut connus, selon les capacités de l'*actif électronique*.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : • documentation de l'exécution d'une procédure selon laquelle les mots de passe sont changés lorsque de nouveaux dispositifs sont en service ; ou • mention dans les manuels des systèmes ou dans d'autres documents de leurs fournisseurs selon laquelle les mots de passe par défaut ont été générés de façon pseudo-aléatoire et sont donc exclusifs à chaque dispositif.

Tableau E5 (CIP-007-6) – Contrôle des accès aux systèmes			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
5.5	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	En ce qui concerne l'authentification uniquement par mot de passe de l'accès utilisateur interactif, imposer les paramètres suivants par des moyens techniques ou procéduraux : 5.5.1. une longueur de mot de passe d'au moins huit caractères ou de la longueur maximale permise par l'*actif électronique*, selon la moindre des deux ; et 5.5.2. une complexité minimale du mot de passe d'au moins trois types différents de caractères (lettres majuscules, lettres minuscules, chiffres, caractères non alphanumériques, etc.) ou du maximum permis par l'*actif électronique*, selon la moindre des deux.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : • rapports générés automatiquement ou captures d'écran montrant les paramètres de mot de passe appliqués par le système, y compris la longueur et la complexité ; ou • attestations comportant un renvoi aux procédures documentées ayant été suivies.

Tableau E5 (CIP-007-6) – Contrôle des accès aux systèmes			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
5.6	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen à *connectivité externe routable* et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Si cela est techniquement faisable, pour toute authentification uniquement par mot de passe de l'accès utilisateur interactif, imposer par des moyens techniques ou procéduraux les changements de mot de passe ou l'obligation de changer le mot de passe au moins une fois tous les 15 mois civils.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : • rapports générés automatiquement ou captures d'écran montrant la fréquence de changement de mot de passe appliquée par le système ; ou • attestations comportant un renvoi aux procédures documentées ayant été suivies.
5.7	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen de *centres de contrôle* et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Si cela est techniquement faisable : • limiter le nombre de tentatives d'authentification infructueuses ; ou • générer des alertes après un certain nombre de tentatives d'authentification infructueuses.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : • documentation des paramètres de verrouillage de compte ; ou • règles de configuration des alertes indiquant comment le système avise des personnes après un nombre défini de tentatives d'authentification infructueuses.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité responsable doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête :

- Chaque entité responsable doit conserver des pièces justificatives pour chaque exigence de la présente norme pendant trois années civiles.
- Si une entité responsable est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvé ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.
- Le *CEA* doit conserver les derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.3. Processus de surveillance et de mise en application des normes

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations de non-conformité

Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

2. Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-007-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	**Exploitation le même jour**	**Moyen**	Sans objet	L'entité responsable a mis en œuvre et documenté des processus pour les ports et services, mais n'avait aucune méthode pour empêcher l'utilisation de ports d'entrée-sortie physiques non nécessaires utilisés pour la connectivité de réseau, les commandes pupitre ou les *supports de stockage amovibles*. (1.2)	L'entité responsable a mis en œuvre et documenté des processus pour déterminer les ports et services nécessaires, mais un ou plusieurs ports logiques accessibles par le réseau et jugés non nécessaires étaient activés même s'il était techniquement faisable de les désactiver. (1.1)	L'entité responsable n'a pas mis en œuvre ou documenté un ou plusieurs processus parmi les éléments applicables du tableau E1 (CIP-007-6). (E1)
E2	**Planification de l'exploitation**	**Moyen**	L'entité responsable a documenté et mis en œuvre un ou plusieurs processus pour évaluer l'applicabilité des correctifs de sécurité publiés et non installés, mais a évalué l'applicabilité des correctifs de sécurité dans un délai de plus de 35 jours civils et d'au plus 50 jours civils après l'évaluation précédente pour la ou les sources indiquées. (2.2) OU L'entité responsable a un ou plusieurs processus documentés pour l'évaluation des correctifs	L'entité responsable a documenté ou mis en œuvre un ou plusieurs processus pour la gestion des correctifs, mais n'a inclus aucun processus comprenant la désignation de la ou des sources pour le suivi ou l'évaluation des correctifs de cybersécurité destinés aux *actifs électroniques* visés. (2.1) OU L'entité responsable a documenté et mis en œuvre un ou plusieurs processus pour évaluer l'applicabilité des correctifs de sécurité publiés et non	L'entité responsable a documenté ou mis en œuvre un ou plusieurs processus pour la gestion des correctifs, mais n'a inclus aucun processus pour l'installation des correctifs de cybersécurité destinés aux *actifs électroniques* visés. (2.1) OU L'entité responsable a documenté et mis en œuvre un ou plusieurs processus pour évaluer l'applicabilité des correctifs de sécurité publiés et non installés, mais n'a pas évalué l'applicabilité des	L'entité responsable n'a pas mis en œuvre ou documenté un ou plusieurs processus parmi les éléments applicables du tableau E2 (CIP-007-6). (E2) OU L'entité responsable a documenté ou mis en œuvre un ou plusieurs processus pour la gestion des correctifs, mais n'a inclus aucun processus pour le suivi, l'évaluation ou l'installation des correctifs de cybersécurité destinés aux *actifs électroniques* visés. (2.1)

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-007-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			de cybersécurité, mais, afin d'atténuer les vulnérabilités exposées par les correctifs de sécurité applicables, a appliqué les correctifs applicables, créé un plan d'atténuation daté, ou révisé un plan d'atténuation existant dans un délai de plus de 35 jours civils et d'au plus 50 jours civils après la fin de l'évaluation. (2.3)	installés, mais a évalué l'applicabilité des correctifs de sécurité dans un délai de plus de 50 jours civils et d'au plus 65 jours civils après l'évaluation précédente pour la ou les sources indiquées. (2.2) OU L'entité responsable a un ou plusieurs processus documentés pour l'évaluation des correctifs de cybersécurité, mais, afin d'atténuer les vulnérabilités exposées par les correctifs de sécurité applicables, a appliqué les correctifs applicables, créé un plan d'atténuation daté ou révisé un plan d'atténuation existant dans un délai de plus de 50 jours civils et d'au plus 65 jours civils après la fin de l'évaluation. (2.3)	correctifs de sécurité dans les 65 jours civils après l'évaluation précédente pour la ou les sources indiquées. (2.2) OU L'entité responsable a un ou plusieurs processus documentés pour l'évaluation des correctifs de cybersécurité, mais, afin d'atténuer les vulnérabilités exposées par les correctifs de sécurité applicables, n'a pas appliqué les correctifs applicables, créé un plan d'atténuation daté ou révisé un plan d'atténuation existant dans les 65 jours civils après la fin de l'évaluation. (2.3)	OU L'entité responsable a documenté un plan d'atténuation pour un correctif de cybersécurité applicable et a documenté une révision ou un prolongement du délai, mais n'a pas obtenu l'approbation du *cadre supérieur CIP* ou de son délégataire. (2.4) OU L'entité responsable a documenté un plan d'atténuation pour un correctif de cybersécurité applicable, mais n'a pas mis en œuvre le plan tel que créé ou révisé dans le délai spécifié dans le plan. (2.4)
E3	**Exploitation le même jour**	**Moyen**	Sans objet	L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés, mais, dans les cas où des signatures ou des séquences de code sont utilisées, l'entité	L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés pour la protection contre les programmes malveillants, mais n'a pas atténué la menace des programmes	L'entité responsable n'a pas mis en œuvre ou documenté un ou plusieurs processus parmi les éléments applicables du tableau E3 (CIP-007-6). (E3)

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-007-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				responsable n'a pas traité de l'essai des signatures et des séquences de code. (3.3)	malveillants détectés. (3.2) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés pour la protection contre les programmes malveillants, mais, dans les cas où des signatures ou des séquences de code sont utilisées, l'entité responsable n'a pas mis à jour les protections contre les programmes malveillants. (3.3)	OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés pour la protection contre les programmes malveillants, mais n'a pas déployé de méthodes pour bloquer, détecter ou prévenir les programmes malveillants. (3.1)
E4	**Exploitation le même jour et évaluation des activités d'exploitation**	**Moyen**	L'entité responsable a documenté et mis en œuvre un ou plusieurs processus pour repérer les *incidents de cybersécurité* non détectés en examinant, au moins tous les 15 jours civils, un résumé ou un échantillon des événements journalisés défini par l'entité, mais a raté un intervalle et terminé l'examen dans les 22 jours civils après l'examen précédent. (4.4)	L'entité responsable a documenté et mis en œuvre un ou plusieurs processus pour repérer les *incidents de cybersécurité* non détectés en examinant, au moins tous les 15 jours civils, un résumé ou un échantillon des événements journalisés défini par l'entité, mais a raté un intervalle et terminé l'examen dans les 30 jours civils après l'examen précédent. (4.4)	L'entité responsable a documenté et mis en œuvre un ou plusieurs processus pour générer des alertes pour les événements de sécurité nécessaires (selon le jugement de l'entité responsable) pour les systèmes applicables (selon les capacités du dispositif ou du système), mais n'a pas généré d'alertes pour tous les types d'événements indiqués en 4.2.1 à 4.2.2. (4.2) OU	L'entité responsable n'a pas mis en œuvre ou documenté un ou plusieurs processus parmi les éléments applicables du tableau E4 (CIP-007-6). (E4) OU L'entité responsable a documenté et mis en œuvre un ou plusieurs processus pour journaliser les événements pour les systèmes applicables (selon les capacités du dispositif ou du système), mais n'a pas journalisé tous les types d'événements requis

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-007-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
					L'entité responsable a documenté et mis en œuvre un ou plusieurs processus pour journaliser les événements applicables indiqués en 4.1 (si cela est techniquement faisable et sauf dans des *circonstances CIP exceptionnelles*), mais n'a pas conservé les journaux d'événements applicables pendant au moins les 90 derniers jours consécutifs. (4.3) OU L'entité responsable a documenté et mis en œuvre un ou plusieurs processus pour repérer les *incidents de cybersécurité* non détectés en examinant, au moins tous les 15 jours civils, un résumé ou un échantillon des événements journalisés défini par l'entité, mais a raté deux intervalles ou plus. (4.4)	indiqués en 4.1.1 à 4.1.3. (4.1)
E5	**Planification de l'exploitation**	**Moyen**	L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés pour l'authentification uniquement par mot de passe de l'accès utilisateur	L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés pour l'authentification uniquement par mot de passe de l'accès utilisateur	L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés pour le contrôle des accès aux systèmes, mais n'a pas inclus l'inventaire de tous	L'entité responsable n'a pas mis en œuvre ou documenté un ou plusieurs des processus qui couvrent les alinéas applicables du

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-007-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			interactif, mais a imposé par des moyens techniques ou procéduraux les changements de mot de passe ou l'obligation de changer le mot de passe dans un délai de plus de 15 mois civils et d'au plus 16 mois civils après le dernier changement de mot de passe. (5.6)	interactif, mais a imposé par des moyens techniques ou procéduraux les changements de mot de passe ou l'obligation de changer le mot de passe dans un délai de plus de 16 mois civils et d'au plus 17 mois civils après le dernier changement de mot de passe. (5.6)	les comptes par défaut ou autres types de comptes génériques qui sont connus et activés, soit par système, par groupe de systèmes, par emplacement ou par type de système. (5.2) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés pour le contrôle des accès aux systèmes, mais n'a pas inclus le recensement des personnes ayant un accès autorisé à des comptes partagés. (5.3) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés pour l'authentification uniquement par mot de passe de l'accès utilisateur interactif qui n'imposent pas, par des moyens techniques ou procéduraux, un des deux paramètres de mot de passe indiqués en 5.5.1 et 5.5.2. (5.5) OU	tableau E5 (CIP-007-6). (E5) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés pour le contrôle des accès aux systèmes, mais n'a pas de méthodes pour imposer l'authentification de l'accès utilisateur interactif même si c'est techniquement faisable. (5.1) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés pour le contrôle des accès aux systèmes, mais n'a pas, selon les capacités du dispositif, changé les mots de passe par défaut connus. (5.4) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés pour l'authentification uniquement par mot de passe de l'accès utilisateur interactif qui n'imposent, par des moyens techniques

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-007-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
					L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés pour l'authentification uniquement par mot de passe de l'accès utilisateur interactif, mais a imposé par des moyens techniques ou procéduraux les changements de mot de passe ou l'obligation de changer le mot de passe dans un délai de plus de 17 mois civils et d'au plus 18 mois civils après le dernier changement de mot de passe. (5.6)	ou procéduraux, aucun des paramètres de mot de passe indiqués en 5.5.1 et 5.5.2. (5.5) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés pour l'authentification uniquement par mot de passe de l'accès utilisateur interactif, mais n'a pas imposé par des moyens techniques ou procéduraux les changements de mot de passe ou l'obligation de changer le mot de passe dans un délai de 18 mois civils après le dernier changement de mot de passe. (5.6) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés pour le contrôle des accès aux systèmes, mais n'a pas soit limité le nombre de tentatives d'authentification infructueuses, soit généré des alertes après un certain

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-007-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						nombre de tentatives d'authentification infructueuses, même si c'est techniquement faisable. (5.7)

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	16 janvier 2006	E3.2 — Remplacement de « Control Center » par « control center ».	24 mars 2006
2	30 septembre 2009	Modifications visant à clarifier les exigences et à mettre les éléments de conformité en concordance avec les plus récentes directives sur l'établissement des éléments de conformité des normes. Suppression de la mention sur la prise en compte des considérations d'affaires. Remplacement de l'organisation régionale de fiabilité par l'entité régionale comme entité responsable. Reformulation de la date d'entrée en vigueur. Remplacement de « Responsabilité de la surveillance de la conformité » par « Responsable des mesures pour assurer la conformité ».	
3	16 décembre 2009	Changement du numéro de version de -2 à -3. Approbation par le Conseil d'administration de la NERC. Dans l'exigence 1.6, suppression de la phrase concernant le retrait du service d'un composant ou d'un	

		système aux fins d'essais, en réponse à l'ordonnance de la FERC du 30 septembre 2009.	
3	16 décembre 2009	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC	
3	31 mars 2010	Approbation par la FERC.	
4	24 janvier 2011	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	
5	26 novembre 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Remaniement en coordination avec les autres normes CIP et révision du format selon le modèle RBS.
5	22 novembre 2013	Ordonnance de la FERC approuvant la norme CIP-007-5.	
6	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Mise en œuvre de deux prescriptions de l'ordonnance 791 de la FERC concernant l'obligation de « détecter, évaluer et corriger » ainsi que les réseaux de communication.
6	12 février 2015	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Remplace la version adoptée par le conseil d'administration le 13 novembre 2014. La version à jour met en œuvre des prescriptions en instance de l'ordonnance 791 relativement aux actifs temporaires et aux *systèmes électroniques BES* à impact faible.
6	21 janvier 2016	Ordonnance de la FERC émise approuvant CIP-003-6. Dossier no. RM15-14-000	

Principes directeurs et fondements techniques

Section 4 – Portée de l'applicabilité des normes CIP sur la cybersécurité

La section 4 (Applicabilité) des normes présente de l'information importante pour aider les entités responsables à déterminer la portée d'application des exigences CIP sur la cybersécurité.

La section 4.1 (Entités fonctionnelles) présente la liste des entités fonctionnelles de la NERC auxquelles s'applique la norme. Si l'entité est enregistrée au titre d'une ou de plusieurs des entités fonctionnelles énumérées à la section 4.1, les normes CIP sur la cybersécurité de la NERC s'y appliquent. Il est à noter qu'en ce qui concerne les *distributeurs*, la section 4.1 limite l'applicabilité à ceux qui détiennent certains types de systèmes et d'équipements énumérés à la section 4.2.

La section 4.2 (Installations) définit la portée des *installations*, systèmes et équipements détenus par l'entité responsable qui, selon la section 4.1, est visée par les exigences de la norme. Comme il est indiqué à la section d'exemption 4.2.3.5, la présente norme ne s'applique pas aux entités responsables qui n'ont pas de *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen selon la catégorisation de la norme CIP-002-5.1. Outre l'ensemble des *installations* du *BES*, des *centres de contrôle* et des autres systèmes et équipements, la liste comprend l'ensemble des systèmes et équipements détenus par les *distributeurs*. Bien que le terme « *installations* » dans le glossaire de la NERC indique déjà qu'il s'agit d'*éléments* du *BES*, l'utilisation additionnelle du terme « *BES* » vise ici à renforcer la portée d'applicabilité pour ces *installations*, en particulier dans cette section sur l'applicabilité. Cela aide à clarifier quels sont les *installations*, systèmes et équipements visés par les normes.

Exigence E1

L'exigence E1 a pour but de réduire la surface d'attaque des *actifs électroniques* en obligeant les entités à désactiver les ports non nécessaires. L'intention de la SDT est de faire en sorte que l'entité sache quels ports et services connexes sont accessibles (« ports d'écoute ») sur ses actifs et systèmes et s'ils sont nécessaires au fonctionnement de l'*actif électronique*, et qu'elle désactive tous les autres ports ou limite l'accès à ceux-ci.

1.1. Le plus souvent, il est possible de respecter cette exigence en désactivant le service ou programme à l'écoute sur le port, ou les paramètres de configuration dans l'*actif électronique*. Il est aussi possible d'utiliser des ordinateurs pare-feu, des enveloppeurs TCP ou d'autres moyens sur l'*actif électronique* afin de restreindre l'accès. À noter : cette exigence s'applique aux *actifs électroniques*, qui constituent les *systèmes électroniques BES* pertinents et les *actifs électroniques* qui leur sont associés. Ce contrôle constitue une autre couche de défense contre les attaques provenant du réseau et, par conséquent, la SDT souhaite que le contrôle soit installé sur le dispositif lui-même ou y soit raccordé directement, sans possibilité de contournement. Le verrouillage de ports à la frontière du *périmètre de sécurité électronique* ne se substitue pas à cette exigence touchant le dispositif. Si un dispositif ne permet pas que l'on en désactive ou restreigne les ports logiques (par exemple, un dispositif spécialement conçu et

commandé par micrologiciel, sans configuration de port possible), les ports ouverts sont alors jugés « nécessaires ».

1.2. Les ports d'entrée-sortie physiques sont par exemple les ports réseau, série et USB à l'extérieur du boîtier du dispositif. Puisque les *systèmes électroniques BES* doivent se trouver à l'intérieur d'un *périmètre de sécurité physique*, les ports d'entrée-sortie physiques sont protégés contre les accès non autorisés. Une utilisation accidentelle est cependant possible, par exemple le branchement d'un modem ou d'un câble reliant des réseaux, ou l'insertion d'une clé USB. Les ports utilisés pour les « commandes pupitre » sont principalement des ports série sur des *actifs électroniques* qui fournissent une interface de gestion.

La protection de ces ports peut être assurée par plusieurs moyens, notamment les suivants :

- désactivation de tous les ports physiques non nécessaires dans la configuration de l'*actif électronique* ;
- signalisation bien en évidence, ruban inviolable ou tout autre moyen servant à signaler que les ports ne doivent pas être utilisés sans autorisation appropriée ;
- obstruction des ports physiques au moyen de verrous amovibles.

Les ports réseau visés par cet alinéa de l'exigence ne se limitent pas à ceux du *système électronique BES* lui-même. Les ports réseau physiques comprennent ceux qui peuvent exister dans des dispositifs non programmables comme des commutateurs, des concentrateurs ou des panneaux de répartition non gérés.

Il s'agit d'un contrôle faisant partie d'une démarche de « défense en profondeur » et qui tient compte du fait qu'il existe d'autres niveaux de contrôle, dont le *périmètre de sécurité physique*, qui empêche le personnel non autorisé d'avoir un accès physique à ces ports. Même avec l'accès physique, il a été souligné qu'il y avait d'autres moyens de contourner le contrôle. Ce type de contrôle, qui comprend notamment la signalisation, ne se veut pas un moyen de prévention contre les intrusions. En effet, la signalisation est un contrôle directif plus qu'un contrôle préventif. Toutefois, dans une approche de défense en profondeur, différents niveaux et types de contrôles sont exigés d'un bout à l'autre de la norme, ce qui renforce la sécurité dans l'environnement des *centres de contrôle*. Une fois que le personnel autorisé a accédé physiquement après avoir satisfait aux autres mesures de prévention et de détection, il est opportun de prévoir comme dernière ligne de défense dans ces secteurs à très haut risque un contrôle directif décrivant le comportement approprié. Essentiellement, la signalisation sert à rappeler aux utilisateurs autorisés de réfléchir avant de brancher quoi que ce soit sur un de ces systèmes : c'est exactement ce que vise cette exigence. Ce contrôle n'est pas conçu principalement pour empêcher les intrusions, mais plutôt à l'intention d'un employé autorisé, par exemple, qui voudrait brancher son téléphone intelligent possiblement infecté sur le port USB du pupitre d'un répartiteur afin d'en recharger la pile.

La colonne Systèmes visés de l'alinéa 1.2 de l'exigence E1 a été modifiée dans la version CIP-007-6, de manière à s'appliquer aux « composants de communication non programmables associés situés à la fois dans un *périmètre de sécurité physique* et dans un *périmètre de sécurité*

électronique ». Sont ainsi visés uniquement les composants de communication non programmables qui sont situés dans un *périmètre de sécurité physique* et aussi dans un *périmètre de sécurité électronique*, et non les composants situés dans un seul périmètre, comme l'illustre le schéma suivant :

Location of nonprogrammable communication components	Emplacement des composants de communication non programmables
PSP	Périmètre de sécurité physique
ESP	Périmètre de sécurité électronique
Applicability of CIP-007-6 R1, Part 1.2 for nonprogrammable communication components	Applicabilité de l'alinéa 1.2 de l'exigence E1 de la norme CIP-007-6 aux composants de communication non programmables

Exigence E2

L'intention de la SDT en produisant l'exigence E2 est d'obliger les entités à se tenir au courant des vulnérabilités logicielles connues qui sont associées à leurs *actifs électroniques BES*, à en faire le suivi et à en atténuer les effets. Il ne s'agit pas de leur imposer l'installation de chaque correctif de sécurité, mais plutôt d'exiger qu'ils se tiennent au courant de toutes les vulnérabilités connues et de les gérer en temps opportun.

La gestion des correctifs de sécurité s'impose pour les *systèmes électroniques BES* qui sont accessibles à distance et pour les systèmes autonomes. Ces derniers sont vulnérables à l'introduction intentionnelle ou involontaire de programmes malveillants. Une solide stratégie de défense en profondeur emploie des mesures supplémentaires telles que la sécurité physique, un logiciel de protection contre les programmes malveillants et la gestion des correctifs pour restreindre l'introduction de programmes malveillants ou l'exploitation de vulnérabilités connues.

Un ou plusieurs processus peuvent être utilisés. Par exemple, un processus d'évaluation global peut être abordé dans un document principal, des documents secondaires établissant le processus plus détaillé à suivre pour chacun des systèmes. Ces documents secondaires peuvent notamment aborder les caractéristiques particulières des *systèmes électroniques BES*.

2.1. L'entité responsable doit disposer d'un programme de gestion des correctifs qui aborde le suivi, l'évaluation et l'installation des correctifs de cybersécurité. Cette exigence s'applique uniquement aux correctifs de sécurité, c'est-à-dire aux correctifs publiés pour corriger une vulnérabilité particulière dans un produit matériel ou logiciel. Ainsi, elle ne concerne que les correctifs permettant de corriger des problèmes de cybersécurité et exclut les correctifs uniquement liées à la fonctionnalité sans répercussions sur la cybersécurité. Le suivi comprend des processus par lesquels l'entité est avisée de la disponibilité de nouveaux correctifs de cybersécurité pertinentes pour les *actifs électroniques*. La documentation de la source de correctifs est exigée à l'étape de suivi pour déterminer à quel moment commence la période d'évaluation. Cette exigence tient compte des situations où un correctifs de sécurité peut

provenir d'une première source (comme un fournisseur de systèmes d'exploitation), mais qu'elle doit être approuvée ou certifiée par une autre source (comme un fournisseur de systèmes de contrôle) avant de pouvoir être évaluée et appliquée sans compromettre la disponibilité ou l'intégrité du système de contrôle. La source peut prendre plusieurs formes : la « National Vulnerability Database » du NIST et les fournisseurs de systèmes d'exploitation ou de systèmes de contrôle peuvent tous être des sources pour le suivi de la publication de correctifs de sécurité, de correctifs et de mises à jour. Une source de correctifs n'est pas obligatoire pour les *actifs électroniques* qui n'ont pas de logiciel ou de micrologiciel actualisable (les utilisateurs ne peuvent pas mettre à jour le logiciel interne ou un micrologiciel s'exécutant sur l'*actif électronique*) ou pour lesquels il n'existe pas de source de correctifs, par exemple quand le fournisseur n'existe plus. La détermination de ces sources n'est nécessaire qu'une seule fois, à moins qu'un logiciel change ou qu'il soit ajouté à la configuration de référence de l'*actif électronique*.

2.2. Les entités responsables doivent effectuer une évaluation des correctifs de sécurité dans les 35 jours civils suivant leur publication par la source suivie. L'évaluation doit consister à déterminer l'applicabilité de chaque à l'environnement et aux systèmes propres à l'entité. Cela consiste principalement à vérifier si le correctif s'applique à un composant logiciel ou matériel particulier que l'entité a installé dans un *actif électronique* visé. Un correctif conçu pour un service ou un composant qui n'est pas installé dans l'environnement de l'entité n'est pas pertinente. Si l'entité détermine que le correctif est non pertinent, il lui suffit de le documenter et de le justifier pour être conforme. Si le correctif est pertinent, l'évaluation peut comprendre une détermination du risque couru, la façon de remédier à la vulnérabilité, l'urgence et le délai de mise en œuvre de la mesure corrective, de même que les démarches déjà entreprises par l'entité ou qu'elle compte entreprendre. Lorsque des *systèmes électroniques BES* ou des *actifs électroniques BES* ne sont plus pris en charge par leurs fournisseurs, il faut faire très attention avant d'y appliquer des correctifs de sécurité, des correctifs ou des mises à jour ou des mesures de neutralisation. Il est en effet possible que des correctifs, des correctifs et des mises à jour réduisent la fiabilité du système, et les entités doivent en tenir compte en choisissant les mesures de neutralisation à prendre. Les entités responsables peuvent utiliser l'information fournie dans le document *Quarterly Report on Cyber Vulnerabilities of Potential Risk to Control Systems* du Department of Homeland Security (DHS). Le document *Recommended Practice for Patch Management of Control Systems* du DHS fournit des lignes directrices relatives au processus d'évaluation. Ce document propose des niveaux de gravité déterminés au moyen du « Common Vulnerability Scoring System » (version 2). Une exception liée à la faisabilité technique (TFE) n'est pas indiquée lorsqu'il est déterminé qu'un correctif ou une mise à jour représente un trop grand risque pour un système ou n'est pas pertinent en raison de la configuration du système.

Au moment de documenter les mesures correctives, il n'est peut-être pas nécessaire de les consigner une par une. Le plan de mesures correctives peut être cumulatif. Par exemple, pour s'attaquer à une vulnérabilité d'un logiciel, l'entité peut choisir de désactiver un service particulier. Or, comme ce service peut être ciblé pour exploiter d'autres vulnérabilités du logiciel, sa désactivation permet de neutraliser plusieurs vulnérabilités.

2.3. Cette exigence tient compte des situations où le déploiement d'une correctif visant une vulnérabilité représente un plus grand risque pour la fiabilité d'un système en exploitation que la vulnérabilité elle-même. Dans tous les cas, l'entité a le choix soit d'installer le correctif, soit de documenter, au moyen d'un nouveau plan d'atténuation ou de la mise à jour d'un plan existant, ce qu'elle entend faire pour atténuer la vulnérabilité et à quel moment elle compte le faire. Il est parfois plus judicieux, pour protéger la fiabilité, de ne pas installer un correctif, auquel cas l'entité peut consigner les mesures qu'elle a prises pour atténuer la vulnérabilité. Lorsque des correctifs de sécurité sont jugés pertinents, l'entité responsable doit, dans les 35 jours civils, les installer, créer un plan d'atténuation daté qui décrit les mesures à prendre ou celles qu'elle a déjà prises pour atténuer les vulnérabilités visées par les correctifs de sécurité, ou réviser un plan d'atténuation existant. Le délai fixé ne doit pas nécessairement être un jour civil en particulier, mais peut être désigné par un événement comme « le prochain arrêt planifié d'au moins deux jours ». Les plans d'atténuation dont il est question dans la présente norme désignent des documents internes et ne doivent pas être confondus avec les plans d'atténuation soumis aux entités régionales en réponse aux non-conformités.

2.4. L'entité a été avisée d'un risque connu, l'a évalué, a mis au point un plan pour y remédier et doit ensuite mettre en œuvre ce plan. Un plan de remédiation qui comprend seulement des mesures déjà mises en œuvre est considéré comme ayant été mis en œuvre dès que la documentation du plan est terminée. Un plan de remédiation comportant des mesures à prendre pour remédier à la vulnérabilité doit être mis en œuvre selon l'échéance que l'entité a indiquée dans le plan. L'exigence ne prescrit pas de délai maximal, car l'application de correctifs et la modification des systèmes comportent leurs propres risques pour la disponibilité et l'intégrité des systèmes et peuvent devoir être reportées jusqu'au moment d'un arrêt planifié. Lors des périodes de forte demande ou de conditions météorologiques menaçantes, la modification des systèmes peut être réduite ou refusée à cause du risque pour la fiabilité.

Exigence E3

3.1. Étant donné la vaste gamme d'équipements composant les *systèmes électroniques BES*, la grande variété des fonctions de ces équipements et de leurs vulnérabilités aux maliciels, ainsi que l'évolution constante des menaces et des outils et contrôle créés pour y faire face, il n'est pas pratique de prescrire dans la norme la façon de protéger chaque *actif électronique* contre les maliciels. L'entité responsable détermine plutôt, pour chaque *système électronique BES*, quels *actifs électroniques* sont susceptibles de subir l'intrusion de maliciels, puis documente ses plans et processus de gestion de ces risques et fournit la preuve qu'elle suit ces plans et processus. Il existe de nombreuses options : solutions antivirus habituelles pour les systèmes d'exploitation courants, listes blanches, techniques d'isolement de réseau, solutions de détection et de prévention des intrusions, etc. Si une entité détient de nombreux *systèmes électroniques BES* ou *actifs électroniques* d'une architecture identique, elle peut établir un seul processus décrivant le mode de protection de tous les *actifs électroniques* semblables. Si un *actif électronique* particulier n'a pas de logiciel actualisable et que son code exécutable ne peut être modifié, cet *actif électronique* est considéré comme doté de sa propre méthode interne de protection contre les programmes malveillants.

3.2. Lorsqu'un programme malveillant est détecté sur un *actif électronique* dans le cadre de l'application de cette exigence, la menace posée par ce programme doit être atténuée. Dans les situations où les programmes antivirus habituels sont utilisés, ceux-ci peuvent être configurés de manière à supprimer automatiquement ou à mettre en quarantaine les programmes malveillants. Dans les cas où des listes blanches sont utilisées, l'outil lui-même peut atténuer la menace en empêchant le programme de s'exécuter, mais d'autres mesures doivent être prises pour supprimer le programme malveillant de l'*actif électronique*. Dans certains cas, il est préférable, pour protéger la fiabilité, de ne pas supprimer ou mettre en quarantaine immédiatement le programme malveillant, par exemple si la disponibilité du système risque d'être compromise lorsque le programme malveillant est supprimé pendant que le système fonctionne et qu'il faut planifier une reconstruction du système. Il est alors possible d'accroître la surveillance et de prendre des mesures pour que le programme malveillant ne puisse communiquer avec d'autres systèmes. Dans d'autres cas, l'entité peut collaborer avec la police ou d'autres organisations gouvernementales pour surveiller étroitement le programme et dépister l'intrus. C'est pour ces raisons qu'il n'y a pas de délai maximal ou de méthode prescrite en vue de la suppression d'un programme malveillant ; l'exigence est plutôt d'atténuer la menace posée par le programme malveillant qui a été identifié.

Les entités doivent aussi être au courant des exigences de protection contre les maliciels applicables aux *actifs électroniques temporaires* et aux *supports de stockage amovibles* (« dispositifs temporaires ») énoncées dans la norme CIP-010-2. Les protections prescrites dans l'exigence E3 de la norme CIP-007-6 complètent ces obligations supplémentaires visant les dispositifs temporaires, mais ne suffisent pas pour s'y conformer.

3.3. Lorsque les technologies de détection de maliciels dépendent de signatures ou de séquences de code connues, leur efficacité pour protéger les systèmes contre des nouvelles menaces est liée à la capacité de tenir ces signatures et séquences à jour. L'entité doit disposer d'un processus documenté qui prévoit la vérification et l'installation des mises à jour des signatures ou des séquences de code. Dans un *système électronique BES*, certains *actifs électroniques* pourraient bénéficier de l'installation plus rapide des mises à jour, la disponibilité de ces actifs ne compromettant pas la disponibilité ou le fonctionnement du système électronique BES. Par exemple, certains postes de travail disposant d'une interface personne-machine faisant appel à des supports portatifs pourraient bénéficier des plus récentes mises à jour en tout temps, avec un minimum de vérification. Sur d'autres *actifs électroniques*, les mises à jour devraient être vérifiées intégralement avant la mise en œuvre, car un résultat « faux positif » pourrait nuire à la disponibilité du *système électronique BES*. La vérification ne doit pas avoir un impact négatif sur la fiabilité du BES. Elle doit être axée sur la mise à jour elle-même et sur le risque qu'elle nuise au *système électronique BES*. La vérification n'implique en aucun cas qu'une entité doive s'assurer qu'un maliciel est détecté s'il est introduit dans le système. Elle vise uniquement à faire en sorte que l'entité s'assure, avant d'installer une mise à jour, qu'elle n'aura pas d'incidence négative sur le *système électronique BES*.

Exigence E4

Consulter les publications NIST 800-92 et 800-137 pour des directives supplémentaires sur la surveillance des événements de sécurité.

4.1. Dans le contexte d'environnements informatiques complexes confrontés à des menaces et à des vulnérabilités qui ne cessent d'évoluer, il n'est pas pratique que la norme énumère tous les événements de sécurité justifiant une alerte ou une intervention en cas d'incident. L'entité responsable détermine plutôt quels événements informatiques doivent être journalisés et doivent faire l'objet d'alertes et d'un suivi compte tenu de son *système électronique BES* particulier.

Les événements de sécurité précis déjà visés par la version 4 des normes CIP sont reportés dans cette version. Ils comprennent les tentatives d'accès aux *points d'accès électroniques* qui auraient été répertoriés pour un *système électronique BES*, par exemple : i) tentatives bloquées d'accès au réseau, ii) tentatives d'accès d'utilisateurs distants, qu'elles aient réussi ou échoué, iii) tentatives bloquées d'accès au réseau à partir d'un VPN distant, et iv) tentatives réussies d'accès au réseau ou d'obtention d'information sur les flux dans le réseau.

Les événements associés aux accès et aux activités des utilisateurs sont notamment générés par les *actifs électroniques* situés à l'intérieur du *périmètre de sécurité électronique* et ayant la capacité de contrôler les accès. Ces types d'événement comprennent : i) l'authentification ayant réussi ou échoué, ii) la gestion des comptes, iii) l'accès aux objets, et iv) les processus entrepris et interrompus.

L'intention de la SDT n'est pas qu'une exception liée à la faisabilité technique (TFE) soit générée si un dispositif ne peut journaliser un événement en particulier. Son intention est plutôt que l'entité journalise tous les éléments de la liste à puces (fermeture de session par les utilisateurs, par exemple) que le dispositif est en mesure de journaliser. Si le dispositif n'a pas la capacité de journaliser un événement, l'entité demeure conforme.

4.2. Les alertes en temps réel permettent au système électronique de communiquer automatiquement des événements importants aux intervenants désignés. Cela nécessite la configuration d'un mécanisme de communication et l'établissement de règles d'analyse des journaux. Les alertes peuvent être configurées sous forme de courriels, de messages texte ou d'affichages et d'alarmes directement dans le système. Les règles d'analyse des journaux peuvent exister à l'intérieur du système d'exploitation, d'une application spécifique ou d'un système centralisé de surveillance des événements de sécurité. À un bout du spectre, une alerte en temps réel peut être un simple réglage sur une station terminale en cas d'échec d'ouverture de session et, à l'autre bout, un système de surveillance des événements de sécurité proposant de multiples options de communication d'alertes déclenchées par des règles complexes de corrélation des journaux.

Les événements déclencheurs d'alertes en temps réel peuvent être modifiés avec le temps à mesure que les administrateurs de système et les intervenants en cas d'incident apprennent à mieux reconnaître les types d'événements pouvant signaler un incident de cybersécurité. Il faut configurer les alertes en tenant compte de la nécessité de prévenir les intervenants quand un événement se produit, tout en évitant un accroissement indu du nombre des fausses alertes. La

liste suivante comprend des exemples d'événements dont une entité responsable doit tenir compte lors de la configuration des alertes en temps réel :

- détection de maliciels ou d'activités malveillantes connus ou potentiels ;
- défaillance des mécanismes de journalisation des événements de sécurité ;
- échecs d'ouverture de session pour des comptes critiques ;
- ouverture de session interactive sur des comptes système ;
- activation de comptes ;
- utilisation de comptes nouvellement attribués ;
- tâches de gestion ou de modification de système effectuées par un utilisateur non autorisé ;
- tentatives d'authentification pour certains comptes en dehors des heures ouvrables ;
- changements de configuration non autorisés ;
- insertion d'un support de stockage amovible en infraction à une politique.

4.3 Les journaux créés conformément à l'alinéa 4.1 doivent être conservés dans les *actifs électroniques* ou les *systèmes électroniques BES* visés pendant au moins 90 jours. Cette période est différente de la période de conservation des pièces justificatives exigée dans les normes CIP afin de prouver la conformité historique d'une entité. Pour les fins d'audit, l'entité doit conserver une pièce justificative indiquant qu'elle a conservé les journaux portant sur 90 jours (par exemple, des preuves de l'élimination de journaux d'événements datant de plus de 90 jours avant la période de conservation des pièces justificatives).

4.4. L'examen des journaux au moins tous les 15 jours (environ toutes les deux semaines) peut consister dans l'analyse d'un résumé ou d'un échantillon d'événements journalisés. La publication spéciale SP800-92 du NIST contient beaucoup de conseils sur l'analyse périodique des journaux. Si un système centralisé de surveillance des événements de sécurité est employé, l'analyse des journaux peut être une analyse descendante commençant par un examen des tendances tirées des rapports sommaires. L'examen des journaux peut aussi être un prolongement de l'exercice consistant à repérer les événements nécessitant des alertes en temps réel selon lequel on analyserait les événements qui ne sont pas parfaitement compris ou qui pourraient provoquer d'innombrables alertes en temps réel.

Exigence E5

Les types de compte dont il est question dans cette exigence comprennent les suivants :

- Compte utilisateur partagé : compte employé par plusieurs utilisateurs – employés ou contractuels – dans le cours normal des activités. Il se trouve habituellement dans un dispositif qui ne prend pas en charge les comptes d'utilisateur individuel.
- Compte d'utilisateur individuel : compte employé par un seul utilisateur.
- Compte administratif : compte comportant des droits d'accès élargis permettant d'exécuter des fonctions administratives ou d'autres fonctions spécialisées. Le compte peut être individuel ou partagé.

- Compte système : compte utilisé pour exécuter des services sur un système (Web, DNS, courriel, etc.). Aucun utilisateur n'a accès à ce type de compte.
- Compte d'application : compte système particulier comportant des droits d'accès accordés au niveau de l'application, souvent utilisé pour accéder à une base de données.
- Compte d'invité : compte d'utilisateur individuel qui n'est pas habituellement utilisé par des employés ou des contractuels pour l'exécution de leurs tâches normales et qui n'est pas associé à un utilisateur particulier. Peut être partagé ou non par plusieurs utilisateurs.
- Compte d'accès distant : compte d'utilisateur individuel utilisé uniquement pour obtenir un accès distant interactif au *système électronique BES*.
- Compte générique : compte de groupe établi par le système d'exploitation ou par l'application pour la réalisation de certaines tâches. Diffère d'un compte utilisateur partagé en ce que les utilisateurs individuels ne reçoivent pas l'autorisation d'accéder à ce type de compte.

5.1 Voir la justification de l'exigence.

5.2 Dans la mesure du possible, les comptes par défaut et autres comptes génériques définis par un fournisseur doivent être retirés, renommés ou désactivés avant la mise en service de l'*actif électronique* ou du *système électronique BES*. Si ce n'est pas possible, les mots de passe par défaut doivent être changés. Tout compte par défaut ou autre compte générique qui demeure activé doit être documenté. Pour les configurations courantes, on peut procéder à cette documentation au niveau du *système électronique BES* ou à un niveau plus général.

5.3 Les entités peuvent choisir de désigner des personnes ayant accès aux comptes partagés par l'entremise du processus d'autorisation et de fourniture d'accès, auquel cas les registres d'autorisations individuelles suffisent pour assurer la conformité à cet alinéa de l'exigence. Les entités peuvent aussi choisir de tenir une liste distincte pour les comptes partagés. Les deux formes de preuves sont conformes au résultat visé, soit conserver le contrôle des comptes partagés.

5.4. Les mots de passe par défaut sont souvent publiés dans la documentation que les fournisseurs offrent à tous les clients utilisant ce type d'équipement et qu'ils diffusent parfois en ligne.

La possibilité de mots de passe exclusifs est précisée dans l'exigence pour les cas où l'*actif électronique* génère ou attribue des mots de passe par défaut pseudo-aléatoires au moment de la mise en service ou de l'installation. Il n'est alors pas nécessaire de changer le mot de passe par défaut parce que le système ou le fabricant l'a créé exclusivement pour l'*actif électronique*.

5.5. L'accès utilisateur interactif exclut l'accès à de l'information en lecture seule pour lequel la configuration de l'*actif électronique* ne peut être changée (afficheur intégré, rapports Web, etc.). Si un dispositif n'est pas en mesure d'assurer l'authentification, pour des raisons techniques ou opérationnelles, l'entité doit démontrer que tous les chemins d'accès utilisateur

interactif distants et locaux sont configurés de manière à assurer l'authentification. La sécurité physique est suffisante comme configuration des accès locaux si elle est en mesure d'enregistrer l'identité des personnes qui se trouvent dans le *périmètre de sécurité physique* à tout moment.

Des moyens techniques ou procéduraux sont requis pour imposer les paramètres de mot de passe lorsque le mot de passe est le seul justificatif d'authentification des personnes. Les moyens techniques s'appliquent aux *actifs électroniques* qui vérifient que le mot de passe choisi par une personne est conforme aux paramètres obligatoires avant de permettre l'authentification au moyen de ce mot de passe. Ils devraient être employés dans la plupart des cas où l'*actif électronique* le permet. Quant aux moyens procéduraux, il s'agit de procédures exigeant le respect des paramètres obligatoires ; ainsi, les personnes choisissant un mot de passe ont l'obligation de s'assurer qu'il est conforme aux paramètres obligatoires.

La complexité des mots de passe désigne la politique selon laquelle un *actif électronique* exige qu'un mot de passe comporte un ou plusieurs des types de caractères suivants : 1) lettres minuscules, 2) lettres majuscules, 3) caractères numériques et 4) caractères non alphanumériques ou spéciaux (#, $, @, &, etc.), selon diverses combinaisons.

5.6 Des moyens techniques ou procéduraux sont requis pour imposer le changement de mot de passe lorsque le mot de passe est le seul justificatif d'authentification des personnes. Les moyens techniques s'appliquent aux *actifs électroniques* qui exigent le changement du mot de passe après une période donnée avant d'autoriser l'accès. Dans ce cas, il n'est pas nécessaire de changer le mot de passe avant la fin de cette période pourvu que l'*actif électronique* exige le changement du mot de passe après la première authentification réussie du compte au-delà de cette période. Les moyens procéduraux signifient le changement manuel des mots de passe servant à l'accès utilisateur interactif à une fréquence donnée.

5.7 Le blocage des comptes ou la génération d'alertes après un certain nombre d'échecs d'authentification sert à prévenir les accès non autorisés au moyen d'une attaque de craquage de mots de passe perpétrée en ligne. Le seuil du nombre d'échecs doit être assez élevé pour éviter les faux positifs imputables à des utilisateurs autorisés qui ne réussissent pas à s'authentifier, mais assez bas pour contrer les attaques étalées sur une longue période. Il peut être ajusté à l'environnement d'exploitation au fil du temps afin d'éviter les blocages de compte non nécessaires.

Les entités doivent faire attention, en configurant le blocage de comptes, d'éviter de bloquer les comptes nécessaires au *système électronique BES* pour une tâche assurant la fiabilité du BES. Dans un tel cas, il faut plutôt configurer la génération d'alertes en cas d'échec d'authentification.

Justification

Pendant l'élaboration de cette norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de l'exigence E1

Cette exigence vise à réduire au minimum la surface d'attaque des *systèmes électroniques BES* soit par la désactivation des ports d'entrée-sortie physiques et des services et ports logiques non nécessaires accessibles par le réseau, soit par une restriction de l'accès à ces ports et services.

En réponse au renvoi par la FERC (paragraphe 149 de son ordonnance 791) à la mesure de sécurité PE-4 de la norme NIST 800-53, révision 3, l'alinéa 1.2 a été modifié pour englober les *PCA* et les composants de communication non programmables. Cette extension de l'applicabilité étend la portée des dispositifs qui bénéficient de la « défense en profondeur » invoquée par l'alinéa 1.2 de l'exigence E1.

L'applicabilité est limitée aux composants de communication non programmables situés à la fois dans un *périmètre de sécurité physique* et dans un *périmètre de sécurité électronique* afin de permettre à l'entité responsable d'établir un *périmètre de sécurité électronique* étendu (avec des protections logiques correspondantes indiquées à l'alinéa 1.10 de l'exigence E1 et la norme CIP-006). Dans un tel scénario, les composants non programmables du réseau de communication peuvent se trouver hors du contrôle de l'entité responsable (s'ils font, par exemple, partie intégrante du réseau de télécommunication commercial).

Justification de l'exigence E2

La gestion des correctifs de sécurité est un moyen proactif utilisé pour faire le suivi des vulnérabilités connues en matière de sécurité et pour corriger celles-ci avant qu'elles ne puissent être exploitées de manière malveillante en vue de prendre le contrôle d'un *actif électronique BES* ou d'un *système électronique BES* ou de le rendre hors d'état de fonctionner.

Justification de l'exigence E3

La protection contre les programmes malveillants consiste à détecter et à limiter l'ajout de programmes malveillants aux *actifs électroniques* visés d'un *système électronique BES*. Ces programmes (virus, vers, réseaux de zombies, code ciblé tel que Stuxnet, etc.) peuvent compromettre la disponibilité ou l'intégrité d'un *système électronique BES*.

Justification de l'exigence E4

La surveillance des événements de sécurité a pour but la détection des accès non autorisés, des activités de reconnaissance et d'autres actes malveillants ciblant les *systèmes électroniques BES*. Elle comprend les activités liées à la constitution, au traitement et à la conservation des journaux de sécurité ainsi que les alertes. Ces journaux peuvent à la fois 1) permettre la détection d'un incident et 2) fournir une preuve utile à l'enquête sur un incident. La

conservation des journaux de sécurité est destinée à étayer l'analyse des données post-événement.

Cette exigence ne pénalise pas les échecs de journalisation ; elle précise plutôt les processus à mettre en place pour surveiller les échecs de journalisation et en aviser le personnel.

Justification de l'exigence E5

Il s'agit de faire en sorte qu'aucune personne autorisée ne puisse obtenir un accès électronique à un *système électronique BES* à moins d'être authentifiée, c'est-à-dire sans que ses renseignements d'authentification n'aient été validés. L'exigence E5 cherche aussi à réduire le risque que des mots de passe statiques utilisés comme facteur d'authentification soient compromis.

L'alinéa 5.1 de l'exigence vise à assurer que tout *système électronique BES* et tout *actif électronique* authentifie les personnes pouvant modifier l'information de configuration. Cette exigence porte notamment sur la configuration de l'authentification. L'autorisation des personnes est aussi abordée ailleurs dans les normes CIP sur la cybersécurité. L'accès utilisateur interactif exclut l'accès à de l'information en lecture seule pour lequel la configuration de l'*actif électronique* ne peut être changée (afficheur intégré, rapports Web, etc.). Si un dispositif n'est pas en mesure d'assurer l'authentification, pour des raisons techniques ou opérationnelles, l'entité doit démontrer que tous les chemins d'accès utilisateur interactif distants et locaux sont configurés de manière à assurer l'authentification. La sécurité physique est suffisante comme configuration des accès locaux si elle est en mesure d'enregistrer l'identité des personnes qui se trouvent dans le *périmètre de sécurité physique* à tout moment.

L'alinéa 5.2 de l'exigence porte sur les comptes par défaut et autres comptes génériques. Le fait que l'entité consigne quelle utilisation est faite des comptes par défaut et autres comptes génériques pouvant causer des vulnérabilités a l'avantage de faire en sorte qu'elle comprenne le risque éventuel représenté par ces comptes pour le *système électronique BES*. Cet alinéa de l'exigence évite de prescrire une intervention sur ces comptes parce que la solution la plus efficace dépend de chaque situation et que la suppression ou la désactivation du compte pourrait nuire à la fiabilité.

L'alinéa 5.3 de l'exigence porte sur les personnes ayant accès aux comptes partagés. L'objectif est de neutraliser le risque d'accès non autorisé par l'intermédiaire de comptes partagés. Cette exigence est différente de celles d'autres normes CIP sur la cybersécurité visant l'autorisation de l'accès. Une entité peut autoriser l'accès sans savoir qui a accès à un compte partagé. L'entité qui n'aurait pas la liste des personnes ayant accès aux comptes partagés pourrait difficilement retirer ces droits d'accès à quiconque n'en a plus besoin. Le terme « autorisé » est employé dans l'exigence pour préciser que le fait qu'une personne enregistre ou perde un mot de passe ou qu'elle le partage sans autorisation ne constitue pas une non-conformité en vertu de cette exigence.

L'alinéa 5.4 de l'exigence porte sur les mots de passe par défaut. Leur modification élimine une vulnérabilité facilement exploitable de nombreux systèmes et applications. Les mots de passe

pseudo-aléatoires générés automatiquement ne sont pas considérés comme des mots de passe par défaut.

En ce qui concerne l'authentification des utilisateurs par mot de passe, l'utilisation de mots de passe forts et leur modification périodique contribuent à atténuer le risque de réussite des attaques de craquage de mots de passe ainsi que le risque de divulgation accidentelle de mots de passe à des personnes non autorisées. L'équipe de rédaction a envisagé plusieurs approches afin de rendre cette exigence assez efficace et flexible pour permettre aux entités responsables de prendre les bonnes décisions en matière de sécurité. L'une des approches envisagées consistait à exiger une entropie minimale pour les mots de passe ; or, le calcul de la véritable entropie d'information est beaucoup plus complexe et se fonde sur plusieurs hypothèses concernant le choix de mots de passe par les utilisateurs. Ces derniers peuvent choisir des mots de passe faibles dont l'entropie est nettement inférieure au minimum calculé.

L'équipe de rédaction a aussi choisi de ne pas exiger d'exceptions liées à la faisabilité technique pour les dispositifs qui ne respectent pas les paramètres de longueur et de complexité des mots de passe. L'objectif de cette exigence est d'appliquer une politique de mot de passe mesurable afin de prévenir les tentatives de craquage ; le remplacement de dispositifs simplement pour respecter une politique précise sur les mots de passe n'atteint pas cet objectif. Cependant, l'exigence a été renforcée de manière à exiger le verrouillage de comptes ou la génération d'alertes en cas d'échec d'ouverture de session, ce qui permet généralement de mieux atteindre l'objectif visé.

L'exigence de changement des mots de passe permet de contrer la situation où une tentative de craquage aurait réussi à dévoiler un mot de passe crypté, ainsi que de remplacer tout mot de passe qui aurait été divulgué accidentellement au fil du temps. L'exigence donne à l'entité le loisir de préciser quelle fréquence de changement des mots de passe permet d'atteindre l'objectif. En particulier, l'équipe de rédaction a jugé plus efficace que la fréquence soit déterminée en fonction de plusieurs facteurs plutôt que d'être fixée pour tous les *systèmes électroniques BES* visés par la norme. En général, les mots de passe servant à l'authentification des utilisateurs doivent être changés au moins une fois par année. Cette fréquence peut parfois être réduite : ainsi, des mots de passe d'applications longs et pseudo-aléatoires pourraient être changés très peu fréquemment. Par ailleurs, les mots de passe employés uniquement comme méthode d'authentification faible d'une application (par exemple, l'accès à la configuration d'un relais) pourraient n'être changés que dans le cadre de l'entretien de routine.

L'*actif électronique* doit appliquer automatiquement la politique sur les mots de passe aux comptes d'utilisateur individuel. Toutefois, dans le cas des comptes partagés pour lesquels il n'existe aucun mécanisme d'application de la politique sur les mots de passe, l'entité responsable peut recourir à des procédures ainsi qu'à une évaluation interne et à un audit.

L'alinéa 5.7 de l'exigence aide à prévenir les attaques perpétrées en ligne visant les mots de passe en limitant le nombre de tentatives possibles. Il s'agit soit de limiter le nombre de tentatives d'authentification, soit de générer une alerte après un certain nombre d'échecs. Les entités doivent user de prudence avant de limiter le nombre de tentatives d'authentification

pour tous les comptes, car cela peut ouvrir la possibilité d'une attaque par déni de service visant le *système électronique BES*.

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : Cybersécurité — Gestion de la sécurité des systèmes

2. Numéro : CIP-007-6

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

4.2. Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP) et aux installations spécifiées pour le *distributeur*. Dans l'application de cette norme, toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « BES » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « RTP » respectivement.

Exemptions additionnelles

Sont exemptés de l'application de la présente norme :

- Toute installation de production qui répond aux deux conditions suivantes : (1) la puissance nominale de l'installation est de 300 MVA ou moins et (2) aucun groupe de l'installation ne peut être synchronisé avec un réseau voisin.
- Postes élévateurs des installations de production identifiées au point précédent.

5. Date d'entrée en vigueur au Québec :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 31 octobre 2017

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 31 octobre 2017

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er janvier 2018

Norme	Date de mise en application au Québec		
	Entités visées par la version 1 des normes CIP adoptées par la Régie	Entités exemptées de l'application de la version 1 des normes CIP en vertu des dispositions particulières associées à ces normes	Entités qui possèdent des installations de production à vocation industrielle
CIP-007-6	2018-01-01	2018-10-01	2019-04-01

6. Contexte :

Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de l'application de la norme de fiabilité et de son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et de mise en application des normes

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Justification

Aucune disposition particulière

Historique des versions

Révision	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	31 octobre 2017	Nouvelle annexe.	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Cybersécurité — Déclaration des incidents et planification des mesures d'intervention

2. **Numéro :** CIP-008-6

3. **Objet :** Réduire les risques posés au fonctionnement fiable du *BES* par un *incident de cybersécurité* en définissant des exigences d'intervention en cas d'incident.

4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles : Dans le contexte de la présente norme, les entités fonctionnelles indiquées ci-après sont appelées collectivement « entités responsables ». Si certaines exigences visent plus spécifiquement une entité fonctionnelle ou un sous-ensemble d'entités fonctionnelles, la ou les entités fonctionnelles sont précisées explicitement.

4.1.1. ***Responsable de l'équilibrage***

4.1.2. ***Distributeur*** qui possède un ou plusieurs des systèmes, *installations* et équipements suivants pour la protection ou la remise en charge du *BES* :

4.1.2.1. Système de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) ou en sous-tension (DST) qui :

4.1.2.1.1. fait partie d'un programme de délestage de *charge* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'*entité régionale ;*

4.1.2.1.2. effectue des délestages automatiques de *charge* de 300 MW ou plus sous la commande d'un système commun détenu par l'entité responsable, sans intervention humaine.

4.1.2.2. *Automatisme de réseau (RAS)* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.1.2.3. *Système de protection* de réseau de *transport* (à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST) visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.1.2.4. *Chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des prochains groupes de production à démarrer.

4.1.3. ***Exploitant d'installation de production***

4.1.4. ***Propriétaire d'installation de production***

4.1.5. ***Coordonnateur de la fiabilité***

4.1.6. ***Exploitant de réseau de transport***

4.1.7. ***Propriétaire d'installation de transport***

4.2. ***Installations*** **:** Dans le contexte de la présente norme, les systèmes, *installations* et équipements suivants détenus par une entité responsable indiquée à la section 4.1 sont visés par les exigences. Si certaines exigences visent plus spécifiquement un type ou un sous-ensemble de systèmes, d'*installations* ou d'équipements, ceux-ci sont précisés explicitement.

4.2.1. ***Distributeur*** **:** Chacun des systèmes, *installations* et équipements suivants détenus par le *distributeur* pour la protection ou la remise en charge du *BES* :

4.2.1.1. Système de DSF ou de DST qui :

4.2.1.1.1. fait partie d'un programme de délestage de *charge* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'*entité régionale* ; et

4.2.1.1.2. effectue des délestages de *charge* automatiques de 300 MW ou plus sous la commande d'un système commun détenu par l'entité responsable, sans intervention humaine.

4.2.1.2. *Automatisme de réseau* (*RAS*) visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.2.1.3. *Système de protection* de réseau de *transport* (à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST) visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.2.1.4. *Chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des prochains groupes de production à démarrer.

4.2.2. **Entités responsables indiquées en 4.1, sauf les *distributeurs* :** Toutes les *installations* du *BES*.

4.2.3. **Exemptions :** Sont exemptés de la norme CIP-008-6 :

4.2.3.1. Les *actifs électroniques* aux *installations* réglementées par la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

4.2.3.2. Les *actifs électroniques* associés aux réseaux de communication et aux liaisons d'échange de données entre *périmètres de sécurité électronique* distincts.

4.2.3.3. Les systèmes, structures et composantes régis par la U.S. Nuclear Regulatory Commission en vertu d'un plan de cybersécurité conforme au règlement CFR 10, section 73.54.

4.2.3.4. Dans le cas des *distributeurs*, les systèmes et les équipements non mentionnés à la section 4.2.1 ci-dessus.

4.2.3.5. Les entités responsables qui ont déterminé qu'elles n'ont aucun *système électronique BES* classé dans les catégories « impact élevé » ou « impact moyen » selon le processus d'inventaire et de catégorisation de la norme CIP-002.

5. **Dates d'entrée en vigueur :**

   Voir le plan de mise en œuvre de la norme CIP-008-6.

6. **Contexte :**

   La norme CIP-008 fait partie d'une série de normes CIP sur la cybersécurité. La norme CIP-002 exige l'inventaire et la catégorisation initiale des *systèmes électroniques BES*. Les normes CIP-003, CIP-004, CIP-005, CIP-006, CIP-007, CIP-008, CIP-009, CIP-010 et CIP-011 exigent aussi un niveau minimal de mesures organisationnelles, opérationnelles et administratives pour réduire les risques aux *systèmes électroniques BES*.

   La plupart des exigences commencent ainsi : « Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs [processus, plans, etc.] documentés qui couvrent tous les alinéas applicables du tableau [référence au tableau]. » Le tableau en référence précise les éléments qui doivent être inclus dans les procédures pour le thème commun de l'exigence.

   L'expression « processus documenté » désigne un ensemble de consignes spécifiques à l'entité responsable et visant à produire un résultat particulier. Cette expression n'implique pas de structure de nommage ou d'approbation au-delà de la formulation des exigences. Une entité doit inclure tout ce qu'elle le juge nécessaire dans ses processus documentés, en s'assurant de bien couvrir les exigences pertinentes.

   Les mots « programme » et « plan » sont parfois utilisés au lieu de « processus documenté », dans la mesure où cela correspond à la compréhension générale. Par exemple, les processus documentés qui décrivent une réponse sont généralement appelés « plans » (plan d'action en cas d'incident, plan de rétablissement, etc.). De plus, un plan de sécurité peut décrire une approche comportant plusieurs procédures couvrant un thème étendu.

   De même, le mot « programme » peut désigner la mise en œuvre générale par l'organisation de ses politiques, plans et procédures portant sur un thème particulier. Le programme d'évaluation des risques liés au personnel et le programme de formation du personnel sont des exemples qui figurent dans les normes. La mise en œuvre complète des normes CIP sur la cybersécurité pourrait aussi être appelée « programme ». Toutefois, les mots « programme » et « plan » n'impliquent pas d'exigences supplémentaires au-delà de ce qui est indiqué dans les normes.

   Les entités responsables peuvent mettre en œuvre des moyens communs qui répondent aux besoins de plusieurs *systèmes électroniques BES* à impact élevé et moyen. Par exemple, un même programme de formation pourrait répondre aux exigences en formation du personnel concernant plusieurs *systèmes électroniques BES*.

   Les mesures auxquelles renvoie l'énoncé initial de l'exigence correspondent simplement aux processus documentés eux-mêmes. La colonne « Mesures » présente des exemples de pièces justificatives attestant la documentation et la mise en œuvre des éléments pertinents dans les processus documentés ; ces exemples sont présentés à titre indicatif, et leur liste ne doit pas être considérée comme exhaustive.

   Dans l'ensemble des normes, sauf indication particulière, les éléments présentés à la section Exigences et mesures sous forme de liste à puces sont liés par l'opérateur « ou », et les éléments présentés sous forme de liste numérotée sont liés par l'opérateur « et ».

   Plusieurs références de la section Applicabilité utilisent un seuil de 300 MW pour les systèmes de DSF et de DST. Ce seuil particulier de 300 MW pour les systèmes de DSF et de DST provient de la version 1 des normes CIP sur la cybersécurité. Le seuil demeure à 300 MW puisqu'il

concerne spécifiquement les systèmes de DST et de DSF, qui constituent des efforts de dernier recours pour sauver le *système de production-transport d'électricité*. Un examen des tolérances des systèmes de DSF définies dans les normes de fiabilité régionales pour les exigences des programmes de DSF à ce jour indique que la valeur historique de 300 MW représente une valeur de seuil adéquate et raisonnable pour les tolérances d'exploitation admissibles des systèmes de DSF.

Colonne « Systèmes visés » des tableaux

Chaque tableau comporte une colonne intitulée « Systèmes visés » qui définit plus précisément les systèmes auxquels s'applique l'exigence. L'équipe de rédaction (SDT) CSO706 a adapté ce concept à partir du cadre de gestion des risques du National Institute of Standards and Technology (NIST) en vue d'établir une méthode d'application des exigences qui tient compte plus adéquatement de l'impact et des caractéristiques de connectivité. La colonne « Systèmes visés » repose sur les conventions suivantes :

- ***Systèmes électroniques BES* à impact élevé** – Désigne les *systèmes électroniques BES* classés dans la catégorie « impact élevé », selon les processus d'inventaire et de catégorisation de la norme CIP-002.
- ***Systèmes électroniques BES* à impact moyen** – Désigne les *systèmes électroniques BES* classés dans la catégorie « impact moyen », selon les processus d'inventaire et de catégorisation de la norme CIP-002.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E1 (CIP-008-6) – Caractéristiques du plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

M1. Les pièces justificatives doivent comprendre chacun des plans documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E1 (CIP-008-6) – Caractéristiques du plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*.

Tableau E1 (CIP-008-6) – Caractéristiques du plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : • les *EACMS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : • les *EACMS* associés	Un ou plusieurs processus visant à détecter les *incidents de cybersécurité*, à les classer et à y répondre.	Exemple non limitatif de pièce justificative : plan ou plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* documentés et datés qui prévoient un ou des processus pour détecter les *incidents de cybersécurité*, les classer et y répondre.

Tableau E1 (CIP-008-6) – Caractéristiques du plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : • les *EACMS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : • les *EACMS* associés.	Un ou plusieurs processus : 1.2.1 qui comprennent des critères d'évaluation servant à reconnaître les tentatives de compromission ; 1.2.2 qui visent à déterminer si un *incident de cybersécurité* constaté est : • un *incident de cybersécurité à signaler* ; ou • une tentative de compromettre, selon les critères prescrits à l'alinéa 1.2.1, un ou plusieurs systèmes indiqués à la colonne « Systèmes visés » du présent alinéa ; et 1.2.3 qui spécifient une notification selon l'exigence E4.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : plan ou plans d'intervention pour *incident de cybersécurité* documentés et datés qui fournissent des indications ou des seuils pour déterminer quels *incidents de cybersécurité* sont aussi un *incident de cybersécurité à signaler* ou un *incident de cybersécurité* dont on détermine qu'il constitue une tentative de compromettre un système indiqué à la colonne « Systèmes visés », y compris la justification des critères d'évaluation, ainsi que des processus documentés de notification.
1.3	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : • les *EACMS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : • les *EACMS* associés.	Rôles et responsabilités des groupes ou des personnes chargés de l'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*.	Exemple non limitatif de pièce justificative : processus ou procédures d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* datés qui définissent les rôles et les responsabilités (p. ex., surveillance, déclaration, déclenchement, documentation, etc.) des groupes ou des personnes chargés de l'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*.

Tableau E1 (CIP-008-6) – Caractéristiques du plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.4	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : • les *EACMS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : • les *EACMS* associés.	Procédures de gestion des *incidents de cybersécurité*.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : processus ou procédures d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* datés qui traitent de la gestion des incidents (p. ex., confinement, élimination, reprise après incident ou résolution de l'incident).

E2. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre chacun de ses plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E2 (CIP-008-6) – Mise en œuvre et vérification du plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation et exploitation en temps réel].

M2. Les pièces justificatives doivent comprendre, sans toutefois s'y limiter, des documents qui, collectivement, démontrent la mise en œuvre de tous les alinéas applicables du tableau E2 (CIP-008-6) – Mise en œuvre et vérification du plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*.

Tableau E2 (CIP-008-6) – Mise en œuvre et vérification du plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
2.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : • les *EACMS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : • les *EACMS* associés.	Tester chaque plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* au moins une fois tous les 15 mois civils : • en répondant à un *incident de cybersécurité à déclarer* réel ; • en effectuant un exercice de réponse à un *incident de cybersécurité à déclarer*, sur papier ou en salle ; ou • en effectuant un exercice opérationnel de réponse à un *incident de cybersécurité à déclarer*.	Exemple non limitatif de pièce justificative : preuve datée de l'existence d'un rapport sur les leçons apprises qui contient un résumé de l'épreuve ou une compilation des notes, des journaux et des communications qui résultent du test. Les types d'exercices peuvent inclure des exercices axés sur les discussions ou sur les opérations.

Tableau E2 (CIP-008-6) – Mise en œuvre et vérification du plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
2.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : • les *EACMS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : • les *EACMS* associés.	Utiliser le ou les plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* cités à l'exigence E1 au moment de répondre à un *incident de cybersécurité à déclarer*, de répondre à un *incident de cybersécurité* consistant en une tentative de compromettre un système indiqué à la colonne « Systèmes visés » du présent alinéa ou d'effectuer un exercice de réponse à un *incident de cybersécurité à déclarer*. Documenter les écarts entre le ou les plans et les mesures prises pendant l'intervention à la suite de l'incident ou lors de l'exercice.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : rapports d'incident, journaux et notes prises durant l'intervention à la suite de l'incident, et documents de suivi décrivant les écarts entre le ou les plans et les mesures prises durant l'intervention à la suite de l'incident ou lors de l'exercice.
2.3	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : • les *EACMS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : • les *EACMS* associés.	Conserver les dossiers relatifs aux *incidents de cybersécurité à déclarer* et aux *incidents de cybersécurité* consistant en une tentative de compromettre un système indiqué à la colonne « Systèmes visés » du présent alinéa conformément aux plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* spécifiés à l'exigence E1.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents datés, tels que journaux de sécurité, rapports de police, courriels, formulaires d'intervention ou listes de contrôle, résultats d'analyses judiciaires, dossiers de remise en charge et notes d'analyse après incident relativement à *des incidents de cybersécurité à déclarer* et à des *incidents de cybersécurité* consistant en une tentative de compromettre un système indiqué à la colonne « Systèmes visés ».

E3. Chaque entité responsable doit tenir à jour chacun de ses plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* conformément à chacun des alinéas applicables du tableau E3 (CIP-008-6) – Examen, mise à jour et communication du plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation]

M3. Les pièces justificatives doivent comprendre, sans toutefois s'y limiter, des documents qui, collectivement, démontrent que tous les plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* sont tenus à jour conformément aux alinéas applicables du tableau E3 (CIP-008-6) – Examen, mise à jour et communication du plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*.

Tableau E3 (CIP-008-6) – Examen, mise à jour et communication du plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
3.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : • les *EACMS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : • les *EACMS* associés.	Au plus tard 90 jours civils après la réalisation d'un test des plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* ou après une intervention réelle en cas d'*incident de cybersécurité à déclarer* : 3.1.1. documenter les leçons apprises, ou encore l'absence de leçons apprises ; 3.1.2. mettre à jour le plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* en tenant compte des leçons apprises documentées qui se rapportent à ce plan ; et 3.1.3 aviser chaque personne ou groupe qui joue un rôle défini dans le plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* des mises à jour à ce plan qui tiennent compte des leçons apprises documentées.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : 1. documents datés, tels que notes de réunion après incident ou rapports de suivi indiquant les leçons apprises associées à la mise à l'épreuve du ou des plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* ou à une intervention réelle en cas d'*incident de cybersécurité à déclarer*, ou encore documents datés confirmant l'absence de leçons apprises ; 2. plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* daté et révisé indiquant toutes les modifications apportées en tenant compte des leçons apprises ; et 3. preuve de distribution du plan révisé, par exemple : • courriels ; • service postal (US Postal Service ou autre) ; • système de distribution électronique ; ou • feuilles de présence aux formations.

Tableau E3 (CIP-008-6) – Examen, mise à jour et communication du plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
3.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : • les *EACMS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : • les *EACMS* associés.	Au plus tard 60 jours civils après qu'un changement jugé par l'entité responsable comme ayant un impact sur la capacité d'exécuter le plan a été apporté aux rôles ou responsabilités, aux groupes ou personnes chargés de l'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* ou à une technologie : 3.2.1. mettre à jour le ou les plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* ; et 3.2.2. aviser des mises à jour chaque personne ou groupe jouant un rôle défini dans le plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : 1. plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* révisé et daté comprenant les changements apportés aux rôles ou responsabilités, aux intervenants ou à une technologie ; et 2. preuve de distribution du plan révisé, par exemple : • courriels ; • service postal (US Postal Service ou autre) ; • système de distribution électronique ; ou • feuilles de présence aux formations.

E4. Chaque entité responsable doit aviser l'Electricity Information Sharing and Analysis Center (E-ISAC) et aussi, si elle est soumise à la réglementation des États-Unis, le National Cybersecurity and Communications Integration Center (NCCIC)[1] des États-Unis, ou leurs remplaçants éventuels, de tout *incident de cybersécurité à déclarer* et de tout *incident de cybersécurité* qui constitue une tentative de compromettre, selon les critères prescrits à l'alinéa 1.2.1 de l'exigence E1, un système indiqué à la colonne « Systèmes visés », à moins que la loi ne l'interdise, conformément à chacun des alinéas applicables du tableau E4 (CIP-008-6) – Notification et déclaration des *incidents de cybersécurité*.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation].

M4. Les pièces justificatives doivent comprendre, sans toutefois s'y limiter, des documents qui, collectivement, démontrent la notification de chaque *incident de cybersécurité à déclarer* et *incident de cybersécurité* qui constitue une tentative de compromettre un système indiqué à la colonne « Systèmes visés », conformément aux alinéas applicables du tableau E4 (CIP-008-6) – Notification et déclaration des *incidents de cybersécurité.*

Tableau E4 (CIP-008-6) – Notification et déclaration des *incidents de cybersécurité*			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
4.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : • les *EACMS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : • les *EACMS* associés.	Les notifications initiales et leurs mises à jour doivent au minimum préciser les éléments suivants, dans la mesure où ils sont connus : 4.1.1 l'impact fonctionnel ; 4.1.2 le vecteur d'attaque utilisé ; et 4.1.3 le degré d'intrusion atteint ou visé.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents datés de notification initiale et de mise à jour transmis à l'E-ISAC et au NCCIC.

1. Le National Cybersecurity and Communications Integration Center (NCCIC) est l'organisme qui remplace l'Industrial Control Systems Cyber Emergency Response Team (ICS-CERT). En 2017, le NCCIC a réorganisé ses structures en y intégrant des fonctions antérieurement remplies de façon indépendante par l'ICS-CERT et par la United States Computer Emergency Readiness Team (US-CERT).

Tableau E4 (CIP-008-6) – Notification et déclaration des *incidents de cybersécurité*			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
4.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : • les *EACMS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : • les *EACMS* associés.	Après la détermination par l'entité responsable selon le ou les processus documentés prescrits à l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, transmettre une notification initiale dans les délais suivants : • une heure après avoir déterminé qu'il s'est produit un *incident de cybersécurité à signaler* ; • au plus tard à la fin du jour civil suivant la détermination qu'un *incident de cybersécurité* constitue une tentative de compromettre un système indiqué à la colonne « Systèmes visés » du présent alinéa.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents datés de notification transmis à l'E-ISAC et au NCCIC.
4.3	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : • les *EACMS* associés *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : • les *EACMS* associés	Transmettre toute mise à jour pertinente, dans un délai de 7 jours civils après avoir déterminé des ajouts ou des changements aux éléments d'information exigés à l'alinéa 4.1.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents pertinents datés transmis à l'E-ISAC et au NCCIC.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

L'*entité régionale* joue le rôle de *responsable des mesures pour assurer la conformité* (*CEA*), à moins que l'entité concernée soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'*entité régionale*. Dans de tels cas, le rôle de *CEA* est confié à l'ERO, à une *entité régionale* approuvée par la FERC ou à un autre organisme gouvernemental pertinent.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives pour montrer qu'elle était conforme pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité responsable doit conserver les données ou pièces justificatives attestant de sa conformité de la façon indiquée ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certains documents plus longtemps dans le cadre d'une enquête :

- Chaque entité responsable doit conserver des pièces justificatives pour chaque exigence de la présente norme pendant trois années civiles.
- Si une entité responsable est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.
- Le *CEA* doit conserver les derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

- Audits de conformité
- Déclarations sur la conformité
- Contrôles ponctuels
- Enquêtes de conformité
- Déclarations de non-conformité
- Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

- Aucune

2. Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL) (CIP-008-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.	**Planification à long terme**	**Faible**	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable a élaboré un ou des plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*, mais ces plans ne comprennent pas les rôles et responsabilités des groupes ou des personnes chargés de l'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*. (1.3) OU L'entité responsable a élaboré un ou des plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*, mais ces plans ne comprennent pas les procédures de gestion des *incidents de cybersécurité*. (1.4) OU L'entité responsable a élaboré un plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*, mais ce plan ne comprend pas de processus qui spécifie	L'entité responsable n'a pas élaboré un plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* comprenant un ou plusieurs processus visant à détecter les *incidents de cybersécurité*, à les classer et à y répondre. (1.1) OU L'entité responsable a élaboré un plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité,* mais ce plan ne comprend pas un ou plusieurs processus permettant de reconnaître les *incidents de cybersécurité à déclarer* ou tout *incident de cybersécurité* qui constitue une tentative de compromettre, selon les critères prescrits à l'alinéa 1.2.1, un système indiqué à la colonne « Systèmes visés » de l'alinéa 1.2. (1.2)

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL) (CIP-008-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
					une notification selon l'exigence E4. (1.2) OU L'entité responsable a élaboré un plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité*, mais ce plan ne comprend pas de processus qui spécifie des critères d'évaluation servant à reconnaître les tentatives de compromission. (1.2)	
E2.	**Planification de l'exploitation** **Exploitation en temps réel**	**Faible**	L'entité responsable n'a pas testé le ou les plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* dans un intervalle de 15 mois civils, sans excéder 16 mois civils, entre les tests du ou des plans. (2.1)	L'entité responsable n'a pas testé le ou les plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* dans un intervalle de 16 mois civils, sans excéder 17 mois civils, entre les tests du ou des plans. (2.1)	L'entité responsable n'a pas testé le ou les plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* dans un intervalle de 17 mois civils, sans excéder 18 mois civils, entre les tests du ou des plans. (2.1) OU L'entité responsable n'a pas documenté les écarts, s'il y en a, par rapport au plan pendant un exercice ou lorsque se produit un *incident de cybersécurité à déclarer* ou un *incident de cybersécurité* qui constitue une tentative de	L'entité responsable n'a pas testé le ou les plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* dans un intervalle de 18 mois civils entre les tests du ou des plans. (2.1) OU L'entité responsable n'a pas conservé les dossiers pertinents relatifs aux *incidents de cybersécurité à déclarer* ou aux *incidents de cybersécurité* qui constituent une tentative de compromettre un système indiqué à la colonne

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL) (CIP-008-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
					compromettre un système indiqué à la colonne « Systèmes visés » de l'alinéa 2.2. (2.2)	« Systèmes visés » de l'alinéa 2.3. (2.3)
E3.	**Évaluation de l'exploitation**	**Faible**	L'entité responsable n'a pas avisé chaque personne ou groupe qui joue un rôle défini dans le plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* des mises à jour à ce plan dans un délai de 90 jours civils suivant un test ou une intervention réelle à un *incident de cybersécurité à déclarer*, mais l'a fait dans un délai de moins de 120 jours civils. (3.1.3)	L'entité responsable n'a pas mis à jour le plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* en tenant compte des leçons apprises documentées dans un délai de 90 jours civils suivant un test ou une intervention réelle à un *incident de cybersécurité à déclarer*, mais l'a fait dans un délai de moins de 120 jours civils. (3.1.2) OU L'entité responsable n'a pas avisé chaque personne ou groupe qui joue un rôle défini dans le plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* des mises à jour à ce plan dans un délai de 120 jours civils suivant un test ou une intervention réelle à un *incident de cybersécurité à déclarer*. (3.1.3) OU	L'entité responsable n'a ni documenté les leçons apprises ni documenté l'absence de leçons apprises dans un délai de 90 jours civils suivant un test ou une intervention réelle à un *incident de cybersécurité à déclarer*, mais l'a fait dans un délai de moins de 120 jours civils. (3.1.1) OU L'entité responsable n'a pas mis à jour le plan d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* en tenant compte des leçons apprises documentées dans un délai de 120 jours civils suivant un test ou une intervention réelle à un *incident de cybersécurité à déclarer*. (3.1.2) OU L'entité responsable n'a pas mis à jour le ou les plans	L'entité responsable n'a ni documenté les leçons apprises ni documenté l'absence de leçons apprises dans un délai de 120 jours civils suivant un test ou une intervention réelle à un *incident de cybersécurité à déclarer*. (3.1.1)

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL) (CIP-008-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				L'entité responsable n'a pas mis à jour le ou les plans d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* ou avisé chaque personne ou groupe qui joue un rôle défini dans le plan d'intervention dans un délai de 60 jours civils suivant un des changements ci-après que l'entité responsable juge comme ayant un impact sur la capacité à exécuter le plan, mais l'a fait dans un délai de moins de 90 jours civils : (3.2) • changements aux rôles et responsabilités ou • changements aux personnes ou groupes intervenant en cas d'*incident de cybersécurité* ou • changements technologiques.	d'intervention en cas d'*incident de cybersécurité* ou avisé chaque personne ou groupe qui joue un rôle défini dans le plan d'intervention dans un délai de 90 jours civils suivant un des changements ci-après que l'entité responsable juge comme ayant un impact sur la capacité à exécuter le plan : (3.2) • changements aux rôles et responsabilités ou • changements aux personnes ou groupes intervenant en cas d'*incident de cybersécurité* ou • changements technologiques.	
E4.	**Évaluation des activités d'exploitation**	**Faible**	L'entité responsable a avisé l'E-ISAC et le NCCIC, ou leurs remplaçants éventuels, d'un *incident de cybersécurité* qui constitue une tentative de compromettre un système	L'entité responsable n'a pas avisé l'E-ISAC ou le NCCIC, ou leurs remplaçants éventuels, d'un *incident de cybersécurité* qui constitue, selon les critères prescrits à l'alinéa 1.2.1 de	L'entité responsable a avisé l'E-ISAC et le NCCIC, ou leurs remplaçants éventuels, d'un *incident de cybersécurité à déclarer*, mais ne les a pas avisés dans	L'entité responsable n'a avisé ni l'E-ISAC, ni le NCCIC, ou leurs remplaçants éventuels, d'un *incident de cybersécurité à déclarer*. (E4)

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL) (CIP-008-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			indiqué à la colonne « Systèmes visés » de l'alinéa 4.2, mais sans respecter les délais prescrits à l'alinéa 4.2. (4.2) OU L'entité responsable a avisé l'E-ISAC et le NCCIC, ou leurs remplaçants éventuels, d'un *incident de cybersécurité à déclarer* ou d'un *incident de cybersécurité* qui constitue une tentative de compromettre un système indiqué à la colonne « Systèmes visés » de l'alinéa 4.3, mais n'a pas transmis, dans un délai de 7 jours civils après les avoir déterminés, un ou plusieurs des éléments exigés à l'alinéa 4.1, mais non encore déclarés. (4.3) OU L'entité responsable a avisé l'E-ISAC et le NCCIC, ou leurs remplaçants éventuels, d'un *incident de cybersécurité à déclarer* ou d'un *incident de cybersécurité* qui constitue	l'exigence E1, une tentative de compromettre un système indiqué à la colonne « Systèmes visés ». (E4)	les délais prescrits à l'alinéa 4.2. (4.2) OU L'entité responsable n'a pas avisé l'E-ISAC ou le NCCIC, ou leurs remplaçants éventuels, d'un *incident de cybersécurité à déclarer*. (E4)	

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL) (CIP-008-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			une tentative de compromettre un système indiqué à la colonne « Systèmes visés » de l'alinéa 4.1, mais n'a pas déclaré un ou plusieurs des éléments exigés à l'alinéa 4.1 après les avoir déterminés. (4.1)			

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Modification apportée	Suivi des modifications
1	16 janvier 2006	E3.2 — Remplacement de « Control Center » par « control center ».	24 mars 2006
2	30 septembre 2009	Modifications visant à clarifier les exigences et à mettre les éléments de conformité en concordance avec les plus récentes directives sur l'établissement des éléments de conformité des normes. Suppression de la mention sur la prise en compte des considérations d'affaires raisonnables. Remplacement de l'organisation régionale de fiabilité par l'*entité régionale* comme entité responsable. Reformulation de la date d'entrée en vigueur. Remplacement de « Responsabilité de la surveillance de la conformité » par « Responsable de la surveillance de l'application des normes ».	
3		Changement du numéro de version de -2 à -3. À l'exigence 1.6, suppression de la phrase traitant de la mise hors service d'un composant ou d'un système en vue d'effectuer la vérification conformément à l'ordonnance de la FERC du 30 septembre 2009.	
3	16 décembre 2009	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	Mise à jour
3	31 mars 2010	Approbation par la FERC.	
4	30 décembre 2010	Ajout de critères précis pour l'identification des *actifs critiques*.	Mise à jour
4	24 janvier 2011	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	Mise à jour

Version	Date	Modification apportée	Suivi des modifications
5	26 novembre 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Modifiée en coordination avec les autres normes CIP et révision du format selon le gabarit RBS.
5	22 novembre 2013	Ordonnance de la FERC approuvant la norme CIP-008-5.	
5	9 juillet 2014	Ordonnance de la FERC approuvant les révisions aux VRF et aux VSL de certaines normes CIP.	Exigence E2 de la norme CIP-008-5, tableau des VSL sous Critique, changé de 19 à 18 mois civils.
6	6 février 2019	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Changements en réponse aux prescriptions de l'Ordonnance 848 de la FERC.

Annexe CIP-008-6-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme CIP-008-6 — Cybersécurité — Déclaration des incidents et planification des mesures d'intervention

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière

2. Numéro : Aucune disposition particulière

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

4.2. Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP) et aux installations spécifiées pour le *distributeur*. Dans l'application de cette norme, toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « BES » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « RTP » respectivement.

Exemptions additionnelles

Sont exemptés de l'application de la présente norme :

- Toute installation de production qui répond aux deux conditions suivantes : (1) la puissance nominale de l'installation est de 300 MVA ou moins et (2) aucun groupe de l'installation ne peut être synchronisé avec un réseau voisin.
- Postes élévateurs des installations de production identifiées au point précédent.

5. Date d'entrée en vigueur au Québec :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 10 septembre 2020

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 10 septembre 2020

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er octobre 2022

6. Contexte : Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité à la norme de fiabilité visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	10 septembre 2020	Nouvelle annexe.	Nouvelle
2	16 octobre 2020	Améliorations de forme.	Révision

A. Introduction

1. Titre : Cybersécurité — Plans de rétablissement des systèmes électroniques BES

2. Numéro : CIP-009-6

3. Objet : Rétablir les fonctions de fiabilité exercées par les *systèmes électroniques BES* en définissant les exigences relatives aux plans de rétablissement en vue du maintien de la stabilité, de l'exploitabilité et de la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (*BES*).

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles : Dans le contexte des exigences de la présente norme, les entités fonctionnelles indiquées ci-après seront appelées collectivement « les entités responsables ». Dans le cas des exigences de cette norme qui visent une entité fonctionnelle particulière ou un sous-ensemble particulier d'entités fonctionnelles, la ou les entités fonctionnelles sont précisées explicitement.

4.1.1 Responsable de l'équilibrage

4.1.2 Distributeur qui possède un ou plusieurs des *installations*, systèmes et équipements suivants pour la protection ou la remise en charge du BES :

4.1.2.1 Chaque système de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) ou de délestage de charge en sous-tension (DST) qui :

4.1.2.1.1 fait partie d'un programme de délestage de *charge* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'entité régionale ; et

4.1.2.1.2 effectue du délestage automatique de *charge* de 300 MW ou plus par un système de commande commun détenu par l'entité responsable, sans déclenchement par un exploitant.

4.1.2.2 Chaque *automatisme de réseau* ou *plan de défense* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'entité régionale.

4.1.2.3 Chaque *système de protection* applicable au *transport* (à l'exclusion des systèmes DSF et DST) visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'entité régionale.

4.1.2.4 Chaque *chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des groupes prochains groupes de production à démarrer.

4.1.3 Exploitant d'installation de production

4.1.4 ***Propriétaire d'installation de production***

4.1.5 ***Coordonnateur des échanges ou responsable des échanges***

4.1.6 ***Coordonnateur de la fiabilité***

4.1.7 ***Exploitant de réseau de transport***

4.1.8 ***Propriétaire d'installation de transport***

4.2. **Installations :** Dans le contexte des exigences de la présente norme, les *installations*, systèmes et équipements suivants détenus par chaque entité responsable indiquée à la section 4.1 sont ceux auxquels ces exigences sont applicables. Dans le cas des exigences de cette norme qui visent un type particulier d'*installations*, de système ou d'équipements, ou un sous-ensemble d'*installations*, de systèmes ou d'équipements, ceux-ci sont précisés explicitement.

4.2.1 **Distributeur :** Un ou plusieurs des *installations*, systèmes et équipements suivants détenus par le distributeur pour la protection ou la remise en charge du *BES* :

4.2.1.1 Chaque système de DSF ou de DST qui :

4.2.1.1.1 fait partie d'un programme de délestage de *charge* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'entité régionale ; et

4.2.1.1.2 effectue du délestage automatique de *charge* de 300 MW ou plus au moyen d'un système de commande commun détenu par l'entité responsable, sans déclenchement par un exploitant.

4.2.1.2 Chaque *automatisme de réseau* ou *plan de défense* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'entité régionale.

4.2.1.3 Chaque *système de protection* applicable au *transport* (à l'exclusion des systèmes DSF et DST) dans le cas où le *système de protection est* visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou de l'entité régionale.

4.2.1.4 Chaque *chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des prochains groupes de production à démarrer.

4.2.2 **Entités responsables indiquées en 4.1, sauf les distributeurs :**

Toutes les *installations* du BES.

4.2.3 **Exemptions :** Sont exemptés de la norme CIP-009-6 :

4.2.3.1 les *actifs électroniques* aux *installations* réglementées par la Commission canadienne de sûreté nucléaire ;

4.2.3.2 les *actifs électroniques* associés aux réseaux de communication et aux liaisons d'échange de données entre des *périmètres de sécurité électroniques* distincts ;

4.2.3.3 les systèmes, structures et composants régis par la U.S. Nuclear Regulatory Commission en vertu d'un plan de cybersécurité conforme au règlement CFR 10, section 73.54 ;

4.2.3.4 dans le cas des distributeurs, les systèmes et les équipements non mentionnés à la section 4.2.1 ci-dessus ;

4.2.3.5 les entités responsables qui déterminent qu'elles n'ont pas de *systèmes électroniques BES* classés dans les catégories « impact élevé » ou « impact moyen » selon le processus de désignation et de catégorisation de la norme CIP-002-5.1.

5. Dates d'entrée en vigueur

Voir le plan de mise en œuvre de la norme CIP-009-6.

6. Contexte :

La norme CIP-009 fait partie d'une série de normes CIP sur la cybersécurité qui exigent la détermination et la catégorisation initiales des *systèmes électroniques BES*. Ces normes exigent aussi un niveau minimal de mesures organisationnelles, opérationnelles et administratives pour réduire les risques aux *systèmes électroniques BES*.

La plupart des exigences commencent ainsi : « Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs [processus, plans, etc.] documentés qui couvrent tous les alinéas applicables du tableau [référence au tableau]. » Le tableau en référence précise les éléments qui doivent être inclus dans les procédures pour le thème commun de l'exigence.

L'expression « processus documenté » désigne un ensemble de consignes spécifiques à l'entité responsable et visant à produire un résultat particulier. Cette expression n'implique pas de structure de nommage ou d'approbation au-delà de la formulation des exigences. Une entité doit inclure tout ce qu'elle juge nécessaire dans ses processus documentés, en s'assurant de bien couvrir les exigences pertinentes.

Les mots « programme » et « plan » sont parfois utilisés au lieu de « processus documenté », dans la mesure où la compréhension relève du bon sens. Par exemple, les processus documentés qui décrivent une réponse sont généralement appelés « plans » (plan d'action en cas d'incident, plan de rétablissement, etc.). De plus, un plan de sécurité peut décrire une approche comportant plusieurs procédures couvrant un thème étendu.

De même, le mot « programme » peut désigner la mise en œuvre générale par l'organisation de ses politiques, plans et procédures portant sur un thème donné. Le programme d'évaluation des risques liés au personnel et le programme de formation du personnel sont des exemples qui figurent dans les normes. La mise en œuvre complète des normes de fiabilité CIP sur la cybersécurité pourrait aussi être appelée « programme ». Toutefois, les mots « programme » et « plan » n'impliquent pas d'exigences supplémentaires au-delà de ce qui est indiqué dans les normes.

Les entités responsables peuvent mettre en œuvre des moyens communs qui répondent aux besoins de plusieurs *systèmes électroniques BES* à impact élevé et moyen. Par exemple, un même programme de formation pourrait répondre aux exigences en formation du personnel concernant plusieurs *systèmes électroniques BES*.

Les mesures auxquelles renvoie l'énoncé initial de l'exigence correspondent simplement aux processus documentés eux-mêmes. La colonne « Mesures » présente des exemples de pièces justificatives attestant la documentation et la mise en œuvre des éléments pertinents dans les processus documentés ; ces exemples sont présentés à titre indicatif, et leur liste ne doit pas être considérée comme exhaustive.

Dans l'ensemble des normes, sauf indication particulière, les éléments présentés à la section Exigences et mesures sous forme de liste à puces sont liés par l'opérateur « ou », et les éléments présentés sous forme de liste numérotée sont liés par l'opérateur « et ».

Plusieurs références de la section Applicabilité utilisent un seuil de 300 MW pour les systèmes DSF et DST. Ce seuil particulier de 300 MW pour les systèmes DSF et le DST provient de la version 1 des normes CIP sur la cybersécurité. Le seuil demeure à 300 MW puisqu'il concerne spécifiquement les systèmes DST et DSF, qui constituent des efforts de dernier recours pour sauver le BES. Un examen des tolérances des systèmes DSF définies dans les normes de fiabilité régionales pour les exigences des programmes de DSF à ce jour indique que la valeur historique de 300 MW représente une valeur de seuil adéquate et raisonnable pour les tolérances d'exploitation admissibles des systèmes DSF.

Colonne « Systèmes visés » des tableaux

Chaque tableau comporte une colonne intitulée « Systèmes visés » qui définit plus précisément les systèmes auxquels s'applique l'exigence. La SDT (équipe de rédaction) CSO706 a adapté ce concept à partir du cadre de gestion des risques du National Institute of Standards and Technology (NIST) en vue d'établir une méthode d'application des exigences qui tient compte plus adéquatement de l'impact et des caractéristiques de connectivité. La colonne « Systèmes visés » repose sur les conventions suivantes :

- ***Systèmes électroniques BES* à impact élevé –** Désigne les *systèmes électroniques BES* classés dans la catégorie « impact élevé », selon les processus de désignation et de catégorisation de la norme CIP-002-5.1.
- ***Systèmes électroniques BES* à impact moyen –** Désigne les *systèmes électroniques BES* classés dans la catégorie « impact moyen », selon les processus de désignation et de catégorisation de la norme CIP-002-5.1.
- ***Systèmes électroniques BES* à impact moyen situés aux centres de contrôle –** Désigne uniquement les *systèmes électroniques BES* situés aux *centres de*

contrôle et classés dans la catégorie « impact moyen », selon les processus de désignation et de catégorisation de la norme CIP-002-5.1.

- ***Systèmes de contrôle ou de surveillance des accès électroniques*** **(EACMS)** – Désigne tout *système de contrôle ou de surveillance des accès électroniques* associé à un *système électronique BES* à impact élevé ou moyen visé. Exemples non limitatifs : pare-feu, serveurs d'authentification et systèmes de surveillance de registre d'événements et d'alerte.
- ***Systèmes de contrôle des accès physiques*** **(PACS)** – Désigne tout *système de contrôle des accès physique*s associés à un *système électronique BES* à impact élevé ou moyen visé à *connectivité externe routable*.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque entité responsable doit avoir un ou plusieurs plans de rétablissement documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E1 (CIP-009-6) – Caractéristiques d'un plan de rétablissement.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

M1. Les pièces justificatives doivent inclure le ou les plans de rétablissement documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E1 (CIP-009-6) – Caractéristiques d'un plan de rétablissement.

Tableau E1 (CIP-009-6) – Caractéristiques d'un plan de rétablissement			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PACS associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PACS associés.	Conditions de déclenchement du ou des plans de rétablissement.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : un ou plusieurs plans de rétablissement où sont énoncées les conditions de déclenchement du ou des plans.
1.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PACS associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PACS associés.	Rôles et responsabilités des intervenants.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : un ou plusieurs plans de rétablissement où sont énoncés les rôles et responsabilités des intervenants.

Tableau E1 (CIP-009-6) – Caractéristiques d'un plan de rétablissement			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.3	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PACS associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PACS associés.	Un ou plusieurs processus pour la sauvegarde et le stockage de l'information nécessaire au rétablissement des *systèmes électroniques BES*.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : processus documentés pour la sauvegarde et le stockage de l'information nécessaire au rétablissement des *systèmes électroniques BES*.
1.4	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PACS associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen situés aux *centres de contrôle* et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PACS associés.	Un ou plusieurs processus de vérification du bon déroulement des processus de sauvegarde énoncés à l'alinéa 1.3 et de prise en compte des échecs de sauvegarde.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux, preuves d'activité ou autres documents attestant le bon déroulement du processus de sauvegarde et la prise en compte des échecs de sauvegarde, le cas échéant.
1.5	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PACS associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PACS associés.	Un ou plusieurs processus de conservation des données, selon les capacités des *actifs électroniques*, permettant de déterminer la cause d'un *incident de cybersécurité* qui déclenche le ou les plans de rétablissement. La conservation des données ne doit pas nuire au rétablissement ni le limiter.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : procédures de conservation des données, comme la conservation d'un périphérique de stockage victime de corruption de données ou la copie miroir des données du système avant d'entreprendre le rétablissement.

E2. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre son ou ses plans de rétablissement documentés, qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E2 (CIP-009-6) – Mise en œuvre et essais du plan de rétablissement. *[Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation et exploitation en temps réel]*

M2. Les pièces justificatives doivent comprendre notamment des documents qui, collectivement, attestent la mise en œuvre de tous les alinéas applicables du tableau E2 (CIP-009-6) – Mise en œuvre et essais du plan de rétablissement.

Tableau E2 (CIP-009-6) – Mise en œuvre et essais du plan de rétablissement			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
2.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PACS associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen situés aux *centres de contrôle* et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PACS associés.	Tester chacun des plans de rétablissement visés par l'exigence E1 au moins une fois tous les 15 mois civils : • par un rétablissement après un incident réel ; • avec un exercice sur papier ou sur table ; ou • avec un exercice opérationnel.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : preuve datée d'un essai du plan de rétablissement (rétablissement après un incident réel, exercice sur papier ou sur table, ou exercice opérationnel) au moins une fois tous les 15 mois civils. Dans le cas d'un exercice sur papier ou d'un exercice opérationnel complet : avis de réunion, procès-verbaux ou autres documents consignant les résultats des exercices peuvent constituer des pièces justificatives.

Tableau E2 (CIP-009-6) – Mise en œuvre et essais du plan de rétablissement			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
2.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PACS associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen situés aux *centres de contrôle* et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PACS associés.	Tester un échantillon représentatif de l'information nécessaire pour rétablir la fonctionnalité du *système électronique BES* au moins une fois tous les 15 mois civils afin de s'assurer que l'information est utilisable et compatible avec les configurations courantes. Ce test peut être remplacé par un rétablissement suivant un incident réel utilisant l'information nécessaire pour rétablir la fonctionnalité du *système électronique BES*.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation ou résultats du test ainsi que les critères de vérification que l'information est utilisable (charger une bande de données, parcourir le contenu de la bande, etc.) et de sa compatibilité avec les configurations courantes des systèmes (points de comparaison manuels ou automatisés entre le contenu des supports de sauvegarde et la configuration courante, etc.).
2.3	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé	Tester chacun des plans de rétablissement visés par l'exigence E1 au moins une fois tous les 36 mois civils, en effectuant un exercice opérationnel des plans de rétablissement dans un environnement représentatif de l'environnement de production. Les mesures de rétablissement prises après un incident réel peuvent remplacer l'exercice opérationnel.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : • preuve documentée et datée d'un exercice opérationnel effectué au moins une fois tous les 36 mois civils, qui démontre le rétablissement dans un environnement représentatif ; ou • preuve documentée et datée de mesures de rétablissement prises, dans la fenêtre de 36 mois civils, après un incident réel ayant déclenché les plans de rétablissement.

E3. Chaque entité responsable doit tenir à jour chacun de ses plans de rétablissement conformément à chacun des alinéas applicables du tableau E3 (CIP-009-6) – Examen, mise à jour et communication d'un plan de rétablissement. *[Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation]*

M3. Les pièces justificatives acceptables doivent notamment attester la conformité à chacun des alinéas applicables du tableau E3 (CIP-009-6) – Examen, mise à jour et communication d'un plan de rétablissement.

Tableau E3 (CIP-009-6) – Examen, mise à jour et communication d'un plan de rétablissement			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
3.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PACS associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen situés aux *centres de contrôle* et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PACS associés.	Au plus tard 90 jours civils après la réalisation d'un test de plan de rétablissement ou un rétablissement réel : 3.1.1. documenter toutes les leçons apprises se rapportant au test de plan de rétablissement ou au rétablissement réel, ou documenter l'absence de leçons apprises ; 3.1.2. mettre à jour le plan de rétablissement en tenant compte des leçons apprises documentées associées au plan ; et 3.1.3. aviser chaque personne ou groupe qui joue un rôle défini dans le plan de rétablissement des mises à jour qui ont été apportées au plan de rétablissement en tenant compte des leçons apprises documentées.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : 1. documents datés consignant les lacunes relevées ou les leçons apprises pour chaque test de plan de rétablissement ou chaque rétablissement suivant un incident réel, ou documents datés attestant l'absence de leçons apprises ; 2. plan de rétablissement daté et révisé indiquant toutes les modifications apportées en tenant compte des leçons apprises ; et 3. preuve de distribution de plan révisé, par exemple : • courriels ; • US Postal Service ou autre service postal ; • système de distribution électronique ; ou

Tableau E3 (CIP-009-6) – Examen, mise à jour et communication d'un plan de rétablissement			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
			• feuilles de présence aux formations.
3.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PACS associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen situés aux *centres de contrôle* et : 1. les EACMS associés ; et 2. les PACS associés.	Au plus tard 60 jours civils après un changement aux rôles ou responsabilités, aux intervenants ou à une technologie que l'entité responsable juge qu'il pourrait avoir un impact sur la capacité d'exécuter le plan de rétablissement : 3.2.1. mettre à jour le plan de rétablissement ; et 3.2.2. aviser des mises à jour chaque personne ou groupe jouant un rôle défini dans le plan de rétablissement.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : 1. plan de rétablissement, révisé et daté, comprenant les changements apportés aux rôles ou responsabilités, aux intervenants ou à une technologie ; et 2. preuve de distribution du plan révisé, par exemple : • courriels ; • US Postal Service ou autre service postal ; • système de distribution électronique ; ou • feuilles de présence aux formations.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable de la surveillance de l'application des normes* » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité responsable doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son CEA lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête :

- Chaque entité responsable doit conserver des pièces justificatives pour chaque exigence de la présente norme pendant trois années civiles.
- Si une entité responsable est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.
- Le CEA doit conserver les derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.3. Processus de surveillance et de mise en application des normes

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations de non-conformité

Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

2. Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-009-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	**Planification à long terme**	**Moyen**	Sans objet	L'entité responsable a créé un ou des plans de rétablissement, mais en omettant une des exigences des alinéas 1.2 à 1.5.	L'entité responsable a créé un ou des plans de rétablissement, mais en omettant deux des exigences des alinéas 1.2 à 1.5.	L'entité responsable n'a pas créé de plans de rétablissement pour les *systèmes électroniques BES*. OU L'entité responsable a créé un ou des plans de rétablissement pour les *systèmes électroniques BES*, mais en omettant les conditions de déclenchement de l'alinéa 1.1. OU L'entité responsable a créé un ou des plans de rétablissement pour les *systèmes électroniques BES*, mais en omettant au moins trois des exigences des alinéas 1.2 à 1.5.
E2	**Planification de l'exploitation** **Exploitation en temps réel**	**Faible**	L'entité responsable a testé le ou les plans de rétablissement conformément à l'alinéa 2.1 (E2) dans un intervalle de plus de 15 mois civils et d'au plus 16 mois civils	L'entité responsable a testé le ou les plans de rétablissement conformément à l'alinéa 2.1 (E2) dans un intervalle de plus de 16 mois civils et d'au plus 17 mois civils	L'entité responsable a testé le ou les plans de rétablissement conformément à l'alinéa 2.1 (E2) dans un intervalle de plus de 17 mois civils et d'au plus 18 mois civils	L'entité responsable n'a pas testé le ou les plans de rétablissement conformément à l'alinéa 2.1 (E2) dans un intervalle de 18 mois civils entre les tests. (2.1)

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-009-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			entre les tests. (2.1) OU L'entité responsable a testé un échantillon représentatif de l'information utilisée pour le rétablissement de la fonctionnalité du *système électronique BES* conformément à l'alinée 2.2 (E2) dans un intervalle de plus de 15 mois civils et d'au plus 16 mois civils entre les tests. (2.2) OU L'entité responsable a testé le plan de rétablissement conformément à l'alinéa 2.3 (E2) dans un intervalle de plus de 36 mois civils et d'au plus 37 mois civils entre les tests. (2.3)	entre les tests. (2.1) OU L'entité responsable a testé un échantillon représentatif de l'information utilisée pour le rétablissement de la fonctionnalité du *système électronique BES* conformément à l'alinéa 2.2 (E2) dans un intervalle de plus de 16 mois civils et d'au plus 17 mois civils entre les tests. (2.2) OU L'entité responsable a testé le plan de rétablissement conformément à l'alinéa 2.3 (E2) dans un intervalle de plus de 37 mois civils et d'au plus 38 mois civils entre les tests. (2.3)	entre les tests. (2.1) OU L'entité responsable a testé un échantillon représentatif de l'information utilisée pour le rétablissement de la fonctionnalité du *système électronique BES* conformément à l'alinéa 2.2 (E2) dans un intervalle de plus de 17 mois civils et d'au plus 18 mois civils entre les tests. (2.2) OU L'entité responsable a testé le plan de rétablissement conformément à l'alinéa 2.3 (E2) dans un intervalle de plus de 38 mois civils et d'au plus 39 mois civils entre les tests. (2.3)	OU L'entité responsable n'a pas testé un échantillon représentatif de l'information utilisée pour le rétablissement de la fonctionnalité du *système électronique BES* conformément à l'alinéa 2.2 (E2) dans un intervalle de 18 mois civils entre les tests. (2.2) OU L'entité responsable n'a pas testé le ou les plans de rétablissement conformément à l'alinéa 2.3 (E2) dans un intervalle de 39 mois civils entre les tests. (2.3)
E3	**Évaluation des activités d'exploitation**	**Faible**	L'entité responsable a avisé chaque personne ou groupe jouant un rôle défini dans le ou les plans de rétablissement des mises à jour dans un délai de plus de 90 jours civils et de moins de 120 jours civils suivants la réalisation	L'entité responsable a mis à jour le ou les plans de rétablissement en tenant compte de toutes les leçons apprises documentées dans un délai de plus de 90 jours civils et de moins de 120 jours civils suivants chaque test de plan de	L'entité responsable a documenté les leçons apprises ou leur absence dans un délai de plus de 90 jours civils et de moins de 120 jours civils suivant chaque test de plan de rétablissement ou rétablissement réel. (3.1.1)	L'entité responsable n'a documenté ni les leçons apprises ni leur absence dans un délai de 120 jours civils suivant chaque test de plan de rétablissement ou rétablissement réel. (3.1.1)

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-009-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			complète de la mise à jour. (3.1.3)	rétablissement ou rétablissement réel. (3.1.2) OU L'entité responsable n'a pas avisé chaque personne ou groupe jouant un rôle défini dans le ou les plans de rétablissement des mises à jour dans un délai de 120 jours civils suivant la réalisation complète de la mise à jour. (3.1.3) OU L'entité responsable a mis à jour le ou les plans de rétablissement et avisé chaque personne ou groupe jouant un rôle défini dans un délai de plus de 60 jours civils et de moins de 90 jours civils suivants un des changements ci-après que l'entité responsable juge susceptible d'avoir un impact sur la capacité d'exécuter le plan : (3.2) • rôles et responsabilités • intervenants, ou • changements	OU L'entité responsable n'a pas mis à jour le ou les plans de rétablissement en tenant compte de toutes les leçons apprises documentées dans un délai de 120 jours civils suivant chaque test de plan de rétablissement ou rétablissement réel. (3.1.2) OU L'entité responsable n'a pas mis à jour le ou les plans de rétablissement ou avisé chaque personne ou groupe jouant un rôle défini dans un délai de 90 jours civils suivants un des changements ci-après que l'entité responsable juge susceptible d'avoir un impact sur la capacité d'exécuter le plan : (3.2) • rôles et responsabilités • intervenants, ou • changements technologiques.	

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-009-6)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				technologiques.		

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Modification apportée	Suivi des modifications
1	16 janvier 2006	E3.2 — Remplacement de « Control Center » par « control center ».	24 mars 2006
2	30 septembre 2009	Modifications visant à clarifier les exigences et à mettre les éléments de conformité en concordance avec les plus récentes directives sur l'établissement des éléments de conformité des normes. Suppression de la mention sur la prise en compte des considérations d'affaires. Remplacement de l'organisation régionale de fiabilité par l'entité régionale comme entité responsable. Reformulation de la date d'entrée en vigueur. Remplacement de « Responsabilité de la surveillance de la conformité » par « Responsable de la surveillance de l'application des normes ».	

Version	Date	Modification apportée	Suivi des modifications
3		Changement du numéro de version de -2 à -3. À l'exigence 1.6, suppression de la phrase traitant de la mise hors service d'un composant ou d'un système en vue d'effectuer la vérification conformément à l'ordonnance de la FERC du 30 septembre 2009.	
3	16 décembre 2009	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	
3	31 mars 2010	Approbation par la FERC.	
4	24 janvier 2011	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	
5	26 novembre 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Modification en coordination avec les autres normes CIP et révision du format selon le modèle RBS.
5	22 novembre 2013	Ordonnance de la FERC approuvant la norme CIP-009-5.	
6	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Mise en œuvre de prescriptions de l'ordonnance 791.
6	21 janvier 2016	Ordonnance de la FERC émise approuvant CIP-003-6. Dossier no. RM15-14-000	

Principes directeurs et fondements techniques

Section 4 – Portée de l'applicabilité des normes CIP sur la cybersécurité

La section 4 (Applicabilité) des normes présente de l'information importante pour aider les entités responsables à déterminer la portée d'application des exigences CIP sur la cybersécurité.

La section 4.1 (Entités fonctionnelles) présente la liste des entités fonctionnelles de la NERC auxquelles s'applique la norme. Si l'entité est enregistrée au titre d'une ou de plusieurs des entités fonctionnelles énumérées à la section 4.1, les normes CIP sur la cybersécurité de la NERC s'y appliquent. Il est à noter qu'en ce qui concerne les *distributeurs*, la section 4.1 limite l'applicabilité à ceux qui détiennent certains types de systèmes et d'équipements énumérés à la section 4.2.

La section 4.2 (Installations) définit la portée des *installations*, systèmes et équipements détenus par l'entité responsable qui, selon la section 4.1, est visée par les exigences de la norme. Comme il est indiqué à la section d'exemption 4.2.3.5, la présente norme ne s'applique pas aux entités responsables qui n'ont pas de *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen selon la catégorisation de la norme CIP-002-5.1. Outre l'ensemble des *installations* du *BES*, des *centres de contrôle* et des autres systèmes et équipements, la liste comprend l'ensemble des systèmes et équipements détenus par les *distributeurs*. Bien que le terme « *installations* » dans le glossaire de la NERC indique déjà qu'il s'agit d'*éléments* du *BES*, l'utilisation additionnelle du terme « *BES* » vise ici à renforcer la portée d'applicabilité pour ces *installations*, en particulier dans cette section sur l'applicabilité. Cela aide à clarifier quels sont les *installations*, systèmes et équipements visés par les normes.

Exigence E1

Les directives suivantes servent de guide pour les éléments que doit comporter un plan de rétablissement :

- North American Electric Reliability Corporation (NERC). *Security Guideline for the Electricity Sector: Continuity of Business Processes and Operations Operational Functions*. Septembre 2011. En ligne à l'adresse suivante : http://www.nerc.com/docs/cip/sgwg/Continuity%20of%20Business%20and%20Operational%20Functions%20FINAL%20102511.pdf.
- National Institute of Standards and Technology (NIST). *Contingency Planning Guide for Federal Information Systems*. Special Publication 800-34 Revision 1. Mai 2010. En ligne à l'adresse suivante : http://csrc.nist.gov/publications/nistpubs/800-34-rev1/sp800-34-rev1_errata-Nov11-2010.pdf.

Le terme « plan de rétablissement » est utilisé dans la présente norme de fiabilité pour désigner un ensemble documenté d'instructions et de ressources nécessaires au rétablissement des fonctions de fiabilité exercées par les *systèmes électroniques BES*. Le plan de rétablissement peut s'inscrire dans un plan global de continuité des activités ou de reprise après sinistre, mais ce terme n'implique pas d'autres obligations associées aux disciplines non visées par les exigences.

Un plan de rétablissement documenté peut ne pas être nécessaire pour chaque *système électronique BES* visé. Par exemple, le plan de rétablissement à court terme d'un *système électronique BES* situé dans un poste électrique donné peut être géré quotidiennement à l'aide d'applications avancées pour les réseaux électriques (estimation d'état, contingences et
: http://www.nerc.com/FilingsOrders/us/FERCOrdersRules/Order_RBR_ROP_10152015_RR15-4.pdf

mesures correctives, gestion prévisionnelle des retraits, etc.). Un seul plan de rétablissement de *systèmes électroniques BES* devrait être suffisant pour plusieurs installations similaires, comme celles qu'on trouve dans les postes électriques ou les centrales.

Selon l'alinéa 1.1, les conditions de déclenchement du plan de rétablissement doivent tenir compte de menaces viables pour le *système électronique BES*, comme une catastrophe naturelle, une panne de matériel ou d'environnement informatique ou un *incident de cybersécurité*. Une analyse des incidences opérationnelles pour le *système électronique BES* peut s'avérer utile en vue de déterminer ces conditions.

Selon l'alinéa 1.2, les entités doivent désigner les personnes chargées des mesures de rétablissement du *système électronique BES* visé.

Selon l'alinéa 1.3, les entités doivent tenir compte des types d'information suivants lors du rétablissement des *systèmes électroniques BES* :

1. fichiers et supports d'installation ;
2. bandes de sauvegarde courantes et autres paramètres de configuration documentés ;
3. procédures documentées d'assemblage ou de restauration ; et
4. stockage de duplication entre les sites.

Selon l'alinéa 1.4, les processus de vérification du bon déroulement des processus de sauvegarde doivent comprendre notamment : 1) la vérification de l'intégrité des supports de sauvegarde, 2) la vérification des journaux ou une inspection attestant que l'information du système de production courant peut être lue, et 3) la vérification des journaux ou une inspection attestant que l'information a été écrite sur le support de sauvegarde. Cet alinéa de l'exigence n'impose pas l'exécution d'essais de restauration. Les scénarios de sauvegarde suivants donnent des exemples de processus efficaces pour vérifier le bon déroulement des sauvegardes et déceler les échecs de sauvegarde :

- Processus de sauvegarde périodique (p. ex., quotidienne ou hebdomadaire) – Examen des journaux générés ou des rapports d'état des travaux et mise en place d'avis d'échec de sauvegarde.
- Processus de sauvegarde non périodique – Essai initial et essais périodiques (tous les 15 mois) seulement si une sauvegarde unique est fournie durant la mise en service du système. Essais supplémentaires effectués au besoin, par exemple dans le cadre du programme de gestion des changements de configuration.

- Écriture de données miroir – Configuration d'alertes en cas d'échec de transfert de données pendant un délai précisé par l'entité (p. ex., 15 minutes), après lequel l'information miroir n'est peut-être plus utile aux fins de rétablissement.
- Données de configuration manuelle – Inspection initiale et périodique (tous les 15 mois) des données utilisées pour le rétablissement avant leur stockage. Inspections supplémentaires effectuées au besoin, par exemple dans le cadre du programme de gestion des changements de configuration.

Le plan doit aussi inclure des processus de prise en compte des échecs de sauvegarde, qui précisent les mesures à prendre en cas d'avis d'échec ou de toute autre indication d'un échec.

Selon l'alinéa 1.5, le plan de rétablissement doit inclure des modalités de conservation des données permettant de déterminer la cause d'un *incident de cybersécurité*. Puisqu'il n'est pas toujours possible de savoir initialement si un *incident de cybersécurité* constitue la cause du déclenchement du plan de rétablissement, les procédures de conservation des données doivent être suivies tant et aussi longtemps que la possibilité d'un *incident de cybersécurité* n'est pas écartée. La norme CIP-008 traite de la conservation des données associées à ce type d'incident.

Exigence E2

Une entité responsable doit tester chaque plan de rétablissement des *systèmes électroniques BES* tous les 15 mois. Toutefois, cela ne veut pas nécessairement dire que l'entité doit mettre à l'essai chaque plan individuellement. Les *systèmes électroniques BES* qui sont répartis et en grand nombre, comme ceux qu'on trouve dans les postes électriques, peuvent ne pas nécessiter un plan de rétablissement individuel et les installations redondantes connexes si les mesures à prendre en cas d'événement grave consistent généralement à reconfigurer et à reconstruire ces systèmes. Inversement, chaque zone de production-transport d'électricité comporte habituellement un centre de contrôle nécessitant une installation redondante ou de repli. Étant donné ces différences, les plans de rétablissement associés aux centres de contrôle diffèrent grandement de ceux qui sont associés aux centrales et aux postes électriques.

Le test d'un plan de rétablissement ne porte pas nécessairement sur tous les aspects du plan ou des scénarios de panne, mais il doit suffire pour faire en sorte que le plan soit à jour et il doit porter sur au moins un processus de restauration des systèmes électroniques visés.

Les entités peuvent remplacer un test du plan aux 15 mois par un rétablissement suivant un incident réel. Autrement, elles doivent mettre à l'essai le plan au moyen d'un exercice sur papier, d'un exercice sur table ou d'un exercice opérationnel. Le programme *Homeland Security Exercise and Evaluation Program (HSEEP*) de la Federal Emergency Management Agency (FEMA) présente d'autres types d'exercices, dont les quatre types suivants d'exercices axés sur les discussions : séminaires, ateliers, exercices sur table et jeux. Il définit, en particulier, l'exercice sur table, à savoir « un exercice où des membres clés du personnel se réunissent pour discuter de scénarios de simulation dans un contexte informel. On peut avoir recours à des exercices sur table pour évaluer des plans, des politiques ou des procédures. »

Le programme HSEEP énumère les trois types suivants d'exercices axés sur les opérations : exercice d'entraînement, exercice fonctionnel et exercice à grand déploiement. Il définit, en

particulier, l'exercice à grand déploiement, à savoir « un exercice multidisciplinaire, intergouvernemental et multi-agences qui donne lieu à des interventions fonctionnelles (bureaux locaux conjoints, centres des opérations d'urgence, etc.) et sur le terrain (pompiers décontaminant des mannequins, etc.). »

Selon l'alinéa 2.2, les entités doivent se reporter aux exigences de sauvegarde et de stockage de l'information nécessaire au rétablissement des *systèmes électroniques BES* précisées à l'alinéa 1.3. Cela permet d'offrir une assurance supplémentaire que cette information permettra effectivement de rétablir le *système électronique BES*, le cas échéant. Dans le cas d'équipement informatique complexe, un essai complet de l'information est irréaliste. Les entités doivent alors déterminer l'échantillon représentatif de l'information qui offre une assurance dans les processus mentionnés à l'alinéa 1.3. Cet essai doit comprendre les étapes nécessaires pour s'assurer que l'information est à la fois utilisable et à jour. Dans le cas des supports de sauvegarde, il peut s'agir d'en mettre à l'essai un échantillon représentatif pour s'assurer que l'information peut être chargée et d'en vérifier le contenu pour s'assurer que l'information reflète la configuration courante des *actifs électroniques* visés.

Exigence E3 :

Cette exigence prescrit la tenue à jour par les entités de leurs plans de rétablissement. Deux alinéas de cette exigence déclenchent la mise à jour d'un plan : 1) les leçons apprises et 2) les changements organisationnels ou technologiques.

La documentation des leçons apprises concerne chaque déclenchement de plan de rétablissement, et comprend les activités illustrées à la figure 1 ci-dessous. Elle débute à la fin des activités de rétablissement, en reconnaissance du fait que les activités de rétablissement complexes peuvent prendre des jours sinon des semaines à réaliser. Durant le processus d'intégration des leçons apprises, l'équipe de rétablissement peut être amenée à discuter de l'incident en vue de déterminer les lacunes ou les points à améliorer dans le plan. Il est possible qu'aucune leçon apprise documentée ne soit associée à un déclenchement de plan de rétablissement. Dans un tel cas, l'entité doit conserver les documents attestant l'absence de leçons apprises associées à ce déclenchement.

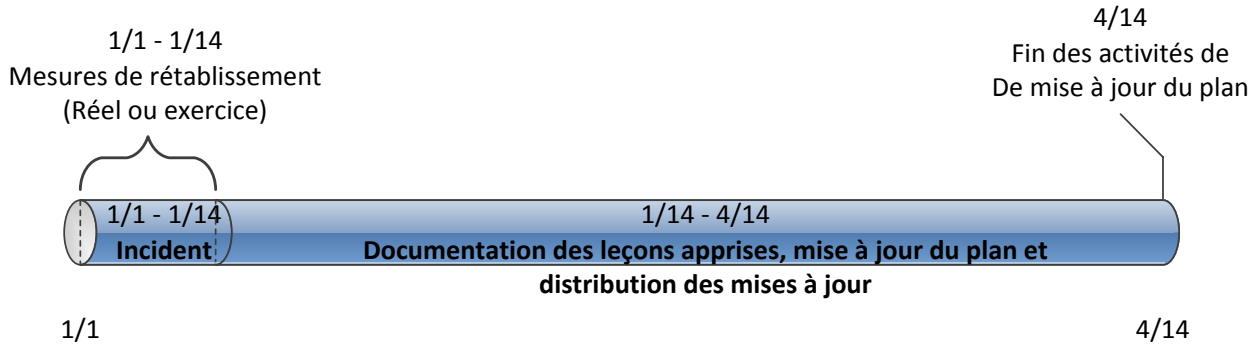


Figure 1 : Calendrier pour l'exigence E3 de la norme CIP-009-6

Les activités nécessaires pour intégrer les leçons apprises au plan comprennent notamment la mise à jour du plan et la distribution de ces mises à jour. Les entités doivent envisager de

rencontrer toutes les personnes concernées par le plan de rétablissement et de documenter les leçons apprises aussitôt que possible après qu'il a été déclenché. On disposera ainsi d'un plus long délai pour mettre à jour le plan, obtenir les approbations requises et distribuer ces mises à jour à l'équipe de rétablissement.

L'exigence portant sur la révision du plan concerne les changements organisationnels et technologiques aux éléments touchés par le plan et vise les activités illustrées à la figure 2 ci-dessous. Parmi les changements organisationnels, on compte les changements apportés aux rôles et responsabilités des personnes définis dans le plan et aux groupes ou personnes chargés de l'intervention. Il peut s'agir de changements apportés à des noms ou à des coordonnées cités dans le plan. Les changements technologiques qui ont une incidence sur le plan peuvent être des changements apportés à des sources d'information, à des systèmes de communication ou à des systèmes d'établissement de tickets.

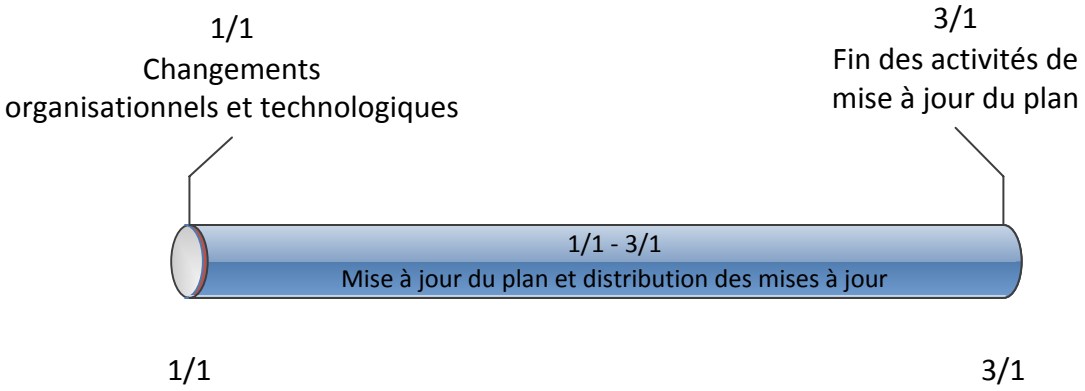


Figure 2 : Calendrier pour les changements au plan de l'alinéa 3.2.

Au moment d'aviser les personnes de changements apportés au plan d'intervention, les entités doivent garder à l'esprit que les plans de rétablissement peuvent être considérés comme de l'information de *système électronique BES*. Elles doivent donc prendre les mesures qui s'imposent pour empêcher la divulgation non autorisée de l'information contenue dans ces plans. Par exemple, le plan de rétablissement lui-même et toute autre information sensible concernant le plan doivent être retranchés des courriels et autres communications non cryptées.

Justification

Pendant l'élaboration de cette norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de l'exigence E1

Les activités de prévention peuvent limiter le nombre d'incidents, sans toutefois les prévenir tous. Il est donc nécessaire de se doter de moyens pour assurer un rétablissement rapide après

les incidents, limiter les pertes et la destruction, combler les lacunes exploitées et rétablir les services informatiques afin que la restauration des fonctionnalités des *systèmes électroniques BES* se fasse de manière cohérente et organisée.

Justification de l'exigence E2

La mise en œuvre d'un plan de rétablissement efficace réduit les risques posés au fonctionnement fiable du *BES* en réduisant le délai de rétablissement après différents types d'incidents nuisibles pour les *systèmes électroniques BES*. Cette exigence encadre la mise en œuvre continue des plans d'intervention.

L'alinéa 2.2 de cette exigence offre une assurance supplémentaire quant à l'information (bandes de sauvegarde, centres miroirs, etc.) nécessaire au rétablissement des *systèmes électroniques BES*. Dans la plupart des cas, une mise à l'épreuve complète du plan est irréaliste en raison de la grande quantité d'information nécessaire au rétablissement. L'entité responsable doit donc déterminer un échantillon qui offre l'assurance que l'information est utilisable.

Justification de l'exigence E3

Améliorer l'efficacité du ou des plans de rétablissement des *systèmes électroniques BES* après un essai et assurer la tenue à jour et la distribution de ces plans. Pour ce faire, les entités responsables doivent i) passer en revue les leçons apprises, selon l'alinéa 3.1, et ii) réviser le plan, selon l'alinéa 3.2, à la suite de changements organisationnels ou technologiques spécifiques qui pourraient avoir un impact sur l'exécution du plan. Dans les deux cas, l'entité responsable doit mettre à jour et distribuer le plan si celui-ci nécessite des modifications.

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : Cybersécurité — Plans de rétablissement des systèmes électroniques BES

2. Numéro : CIP-009-6

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

4.2. Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP) et aux installations spécifiées pour le *distributeur*. Dans l'application de cette norme, toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « BES » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « RTP » respectivement.

Exemptions additionnelles

Sont exemptés de l'application de la présente norme :

- Toute installation de production qui répond aux deux conditions suivantes : (1) la puissance nominale de l'installation est de 300 MVA ou moins et (2) aucun groupe de l'installation ne peut être synchronisé avec un réseau voisin.
- Postes élévateurs des installations de production identifiées au point précédent.

5. Date d'entrée en vigueur au Québec :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 31 octobre 2017

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 31 octobre 2017

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er janvier 2018

Norme	Date de mise en application au Québec		
	Entités visées par la version 1 des normes CIP adoptées par la Régie	Entités exemptées de l'application de la version 1 des normes CIP en vertu des dispositions particulières associées à ces normes	Entités qui possèdent des installations de production à vocation industrielle
CIP-009-6	2018-01-01	2018-10-01	2019-04-01

6. Contexte :

Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de l'application de la norme de fiabilité et de son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et de mise en application des normes

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Justification

Aucune disposition particulière

Historique des versions

Révision	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	31 octobre 2017	Nouvelle annexe.	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Cybersécurité — Gestion des changements de configuration et analyses de vulnérabilité

2. **Numéro :** CIP-010-4

3. **Objet :** Prévenir et détecter les changements non autorisés aux *systèmes électroniques BES* au moyen d'exigences relatives à la gestion des changements de configuration et aux analyses de vulnérabilité, afin de protéger les *systèmes électroniques BES* contre les compromissions qui pourraient entraîner un fonctionnement incorrect ou des instabilités dans le *système de production-transport d'électricité* (*BES*).

4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles : Dans le contexte de la présente norme, les entités fonctionnelles indiquées ci-après sont appelées collectivement « entités responsables ». Si certaines exigences visent plus spécifiquement une entité fonctionnelle ou un sous-ensemble d'entités fonctionnelles, la ou les entités fonctionnelles sont précisées explicitement.

4.1.1. ***Responsable de l'équilibrage***

4.1.2. ***Distributeur*** qui possède un ou plusieurs des systèmes, *installations* et équipements suivants pour la protection ou la remise en charge du *BES* :

4.1.2.1. Système de délestage de *charge* en sous-fréquence (DSF) ou en sous-tension (DST) qui :

4.1.2.1.1. fait partie d'un programme de délestage de *charge* visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale* ; et

4.1.2.1.2. effectue des délestages automatiques de *charge* de 300 MW ou plus sous la commande d'un système commun détenu par l'entité responsable, sans intervention humaine.

4.1.2.2. *Automatisme de réseau* (*RAS*) visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.1.2.3. *Système de protection* de réseau de *transport* (à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST) visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.1.2.4. *Chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des prochains groupes de production à démarrer.

4.1.3. ***Exploitant d'installation de production***

4.1.4. ***Propriétaire d'installation de production***

4.1.5. ***Coordonnateur de la fiabilité***

4.1.6. ***Exploitant de réseau de transport***

4.1.7. ***Propriétaire d'installation de transport***

4.2.*Installations* : Dans le contexte de la présente norme, les systèmes, *installations* et équipements suivants détenus par une entité responsable indiquée à la section 4.1 sont visés par les exigences. Si certaines exigences visent plus spécifiquement un type ou un sous-ensemble de systèmes, d'*installations* ou d'équipements, ceux-ci sont précisés explicitement.

4.2.1. *Distributeur* : Chacun des systèmes, *installations* et équipements suivants détenus par le *distributeur* pour la protection ou la remise en charge du *BES* :

4.2.1.1. Système de DSF ou de DST qui :

4.2.1.1.1. fait partie d'un programme de délestage de *charge* visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale* ; et

4.2.1.1.2. effectue des délestages de *charge* automatiques de 300 MW ou plus sous la commande d'un système commun détenu par l'entité responsable, sans intervention humaine.

4.2.1.2. *Automatisme de réseau* (*RAS*) visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.2.1.3. *Système de protection* de réseau de *transport* (à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST) visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.2.1.4. *Chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des prochains groupes de production à démarrer.

4.2.2. Entités responsables indiquées en 4.1, sauf les *distributeurs* : Toutes les *installations* du *BES*.

4.2.3. Exemptions : Sont exemptés de la norme CIP-010-4 :

4.2.3.1. Les *actifs électroniques* aux *installations* réglementées par la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

4.2.3.2. Les *actifs électroniques* associés aux réseaux de communication et aux liaisons d'échange de données entre des *périmètres de sécurité électronique* distincts.

4.2.3.3. Les systèmes, structures et composants régis par la U.S. Nuclear Regulatory Commission en vertu d'un plan de cybersécurité conforme au règlement CFR 10, section 73.54.

4.2.3.4. Dans le cas des *distributeurs*, les systèmes et les équipements non mentionnés à la section 4.2.1 ci-dessus.

4.2.3.5. Les entités responsables qui ont déterminent n'avoir aucun *système électroniques BES* classé dans les catégories « impact élevé » ou « impact moyen » selon le processus d'inventaire et de catégorisation de la norme CIP-002.

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre du projet 2019-03.

6. Contexte :

La norme CIP-010 fait partie d'une série de normes CIP sur la cybersécurité qui exigent l'inventaire et la catégorisation initiales des *systèmes électroniques BES* ainsi qu'un niveau minimal de mesures organisationnelles, opérationnelles et administratives pour réduire les risques aux *systèmes électroniques BES*.

La plupart des exigences commencent ainsi : « Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs [processus, plans, etc.] documentés qui couvrent tous les alinéas applicables du tableau [référence au tableau]. » Le tableau en référence précise les éléments qui doivent être inclus dans les procédures pour le thème commun de l'exigence.

L'expression « processus documenté » désigne un ensemble de consignes spécifiques à l'entité responsable et visant à produire un résultat particulier. Cette expression n'implique pas de structure de nommage ou d'approbation au-delà de la formulation des exigences. Une entité doit inclure tout ce qu'elle juge nécessaire dans ses processus documentés, en s'assurant de bien couvrir les exigences pertinentes.

Les mots « programme » et « plan » sont parfois utilisés au lieu de « processus documenté », dans la mesure où la compréhension relève du bon sens. Par exemple, les processus documentés qui décrivent une réponse sont généralement appelés « plans » (plan d'action en cas d'incident, plan de rétablissement, etc.). De plus, un plan de sécurité peut décrire une approche comportant plusieurs procédures couvrant un thème étendu.

De même, le mot « programme » peut désigner la mise en œuvre générale par l'organisation de ses politiques, plans et procédures portant sur un thème donné. Le programme d'évaluation des risques liés au personnel et le programme de formation du personnel sont des exemples qui figurent dans les normes. La mise en œuvre complète des *normes de fiabilité* CIP sur la cybersécurité pourrait aussi être appelée « programme ». Toutefois, les mots « programme » et « plan » n'impliquent pas d'exigences supplémentaires au-delà de ce qui est indiqué dans les normes.

Les entités responsables peuvent mettre en œuvre des moyens communs qui répondent aux besoins de plusieurs *systèmes électroniques BES* à impact élevé et moyen. Par exemple, un même programme de formation pourrait répondre aux exigences en formation du personnel concernant plusieurs *systèmes électroniques BES*.

Les mesures auxquelles renvoie l'énoncé initial de l'exigence correspondent simplement aux processus documentés eux-mêmes. La colonne « Mesures » présente des exemples de pièces justificatives attestant la documentation et la mise en œuvre des éléments pertinents dans les processus documentés ; ces exemples sont présentés à titre indicatif, et leur liste ne doit pas être considérée comme exhaustive.

Dans l'ensemble des normes, sauf indication particulière, les éléments présentés à la section Exigences et mesures sous forme de liste à puces sont liés par l'opérateur « ou », et les éléments présentés sous forme de liste numérotée sont liés par l'opérateur « et ».

Plusieurs références de la section Applicabilité utilisent un seuil de 300 MW pour les systèmes de DSF et de DST. Ce seuil particulier de 300 MW pour les systèmes de DSF et de DST provient de la version 1 des normes CIP sur la cybersécurité. Le seuil demeure à 300 MW puisqu'il concerne spécifiquement les systèmes de DST et de DSF, qui constituent des efforts de dernier recours pour sauver le *BES*. Un examen des tolérances des systèmes de DSF définies dans les *normes de fiabilité* régionales pour les exigences des programmes de DSF à ce jour indique que la valeur historique de

300 MW représente une valeur de seuil adéquate et raisonnable pour les tolérances d'exploitation admissibles des systèmes de DSF.

Colonne « Systèmes visés » des tableaux

Chaque tableau comporte une colonne intitulée « Systèmes visés » qui définit plus précisément les systèmes auxquels s'applique l'exigence. L'équipe de rédaction (SDT) CSO706 a adapté ce concept à partir du cadre de gestion des risques du National Institute of Standards and Technology (NIST) en vue d'établir une méthode d'application des exigences qui tient compte plus adéquatement de l'impact et des caractéristiques de connectivité. La colonne « Systèmes visés » repose sur les conventions suivantes :

- ***Systèmes électroniques BES* à impact élevé –** Désigne les *systèmes électroniques BES* classés dans la catégorie « impact élevé », selon les processus d'inventaire et de catégorisation de la norme CIP-002.
- ***Systèmes électroniques BES* à impact moyen –** Désigne les *systèmes électroniques BES* classés dans la catégorie « impact moyen », selon les processus de désignation et de catégorisation de la norme CIP-002.
- ***Systèmes de contrôle ou de surveillance des accès électroniques* (*EACMS*) –** Désigne tout *système de contrôle ou de surveillance des accès électroniques* associé à un *système électronique BES* à impact élevé ou moyen visé. Exemples non limitatifs : pare-feu, serveurs d'authentification et systèmes de surveillance de registre d'événements et d'alerte.
- ***Systèmes de contrôle des accès physiques* (*PACS*) –** Désigne tout *système de contrôle des accès physiques* associés à un *système électronique BES* à impact élevé ou moyen visé à *connectivité externe routable*.
- ***Actifs électroniques protégés* (*PCA*) –** Désigne tout *actif électronique protégé* associé à un *système électronique BES* à impact élevé ou moyen visé.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs processus documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E1 (CIP-010-4) – Gestion des changements de configuration.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation].

M1. Les pièces justificatives doivent comprendre chacun des processus documentés applicables qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E1 (CIP-010-4) – Gestion des changements de configuration ; d'autres pièces justificatives doivent attester la mise en œuvre, selon la colonne Mesures du tableau.

Tableau E1 (CIP-010-4) – Gestion des changements de configuration			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Établir une configuration de référence, individuellement ou par groupe, qui doit comprendre les éléments suivants : 1.1.1. le ou les systèmes d'exploitation (y compris la version), ou tout système embarqué en l'absence de système d'exploitation indépendant ; 1.1.2. tout logiciel commercial ou logiciel libre (y compris la version) installé intentionnellement ; 1.1.3. tout logiciel personnalisé installé ; 1.1.4. tout port logique accessible par le réseau ; et 1.1.5. tout correctif de sécurité appliqué.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : • feuille de calcul indiquant les éléments de configuration de référence requis pour chaque *actif électronique*, individuellement ou par groupe ; ou • enregistrement dans un système de gestion d'actifs indiquant les éléments de configuration de référence requis pour chaque *actif électronique*, individuellement ou par groupe.

Tableau E1 (CIP-010-4) – Gestion des changements de configuration			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Autoriser et documenter tout changement par rapport à la configuration de référence existante.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : • pour chaque changement, l'enregistrement dans un système de gestion des changements de la demande de changement et de l'autorisation électronique correspondante (accordée par une personne ou un groupe dûment habilité) ; ou • documentation attestant que le changement a été effectué conformément à l'exigence.
1.3	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Pour tout changement par rapport à la configuration de référence existante, mettre à jour la configuration de référence dans les 30 jours civils suivant l'exécution du changement.	Exemple non limitatif de pièce justificative : documentation de la configuration de référence avec mise à jour datée d'au plus 30 jours civils après la date d'exécution du changement.

Tableau E1 (CIP-010-4) – Gestion des changements de configuration			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.4	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Pour tout changement par rapport à la configuration de référence existante : 1.4.1. avant le changement, déterminer les mécanismes de cybersécurité des normes CIP-005 et CIP-007 qui pourraient être touchés par le changement ; 1.4.2. après le changement, vérifier que les mécanismes de cybersécurité déterminés en 1.4.1 ne sont pas dégradés ; et 1.4.3. documenter les résultats de la vérification.	Exemple non limitatif de pièce justificative : liste de mécanismes de cybersécurité vérifiés ou mis à l'essai, avec résultats d'essai datés.

Tableau E1 (CIP-010-4) – Gestion des changements de configuration			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.5	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé.	Pour chaque changement par rapport à la configuration de référence existante, dans la mesure où c'est techniquement faisable : 1.5.1. avant de mettre en œuvre un changement dans l'environnement de production, mettre à l'essai le changement dans un environnement d'essai ou mettre à l'essai le changement dans un environnement de production où l'essai est effectué d'une manière qui réduit au minimum les effets adverses, en simulant la configuration de référence de manière à s'assurer que les mécanismes de cybersécurité des normes CIP-005 et CIP-007 ne sont pas dégradés ; et 1.5.2. documenter les résultats des essais et, si un environnement d'essai a été utilisé, les différences entre celui-ci et l'environnement de production, y compris la description des mesures visant à tenir compte des différences de fonctionnement entre les environnements d'essai et de production.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : liste des mécanismes de cybersécurité mis à l'essai avec résultats d'essai concluants, liste de différences entre les environnements d'essai et de production et description des mesures visant à tenir compte des différences de fonctionnement, y compris la date de l'essai.

Tableau E1 (CIP-010-4) – Gestion des changements de configuration			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.6	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés. Remarque : La mise en œuvre d'un plan n'oblige pas l'entité responsable à renégocier ou à résilier des contrats existants (y compris les modifications aux ententes-cadres ou les bons de commande). En outre, la partie 1.6 ne s'étend pas : 1) aux modalités mêmes d'un contrat d'approvisionnement ; et 2) à l'exécution et au respect du contrat par le fournisseur.	Avant tout changement touchant les éléments de la configuration de référence spécifiés aux alinéas 1.1.1, 1.1.2 et 1.1.5 par rapport à la configuration existante, dans la mesure où la source d'un logiciel met les méthodes appropriées à la disposition de l'entité responsable : 1.6.1. vérifier l'identité de la source du logiciel ; et 1.6.2. vérifier l'intégrité du logiciel obtenu de la source du logiciel.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : enregistrement d'une demande de changement qui atteste que l'identité de la source du logiciel et l'intégrité du logiciel ont été vérifiées avant le changement à la configuration de référence ; ou processus qui documente les mécanismes en place pour assurer la vérification automatique de l'identité de la source du logiciel et de l'intégrité du logiciel.

E2. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs processus documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E2 (CIP-010-4) – Surveillance de la configuration.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation].

M2. Les pièces justificatives doivent comprendre chacun des processus documentés applicables qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E2 (CIP-010-4) – Surveillance de la configuration ; d'autres pièces justificatives doivent attester la mise en œuvre, selon la colonne Mesures du tableau.

Tableau E2 (CIP-010-4) – Surveillance de la configuration			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
2.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PCA* associés.	Au moins une fois tous les 35 jours civils, vérifier s'il y a eu des changements à la configuration de référence (décrite à l'alinéa 1.1 de l'exigence E1). Documenter tout changement non autorisé détecté et faire enquête.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : registres d'un système de surveillance de configuration et dossiers d'enquête pour tout changement non autorisé détecté.

E3. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs processus documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E3 (CIP-010-3) – Analyses de vulnérabilité.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme et planification de l'exploitation]

M3. Les pièces justificatives doivent comprendre chacun des processus documentés applicables qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E3 (CIP-010-3) – Analyses de vulnérabilité ; d'autres pièces justificatives doivent attester la mise en œuvre, selon la colonne Mesures du tableau.

Tableau E3 (CIP-010-4) – Analyses de vulnérabilité			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
3.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Au moins tous les 15 mois civils, effectuer une analyse de vulnérabilité sur papier ou active.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : • document indiquant la date de l'analyse (effectuée au moins une fois tous les 15 mois civils), les mécanismes évalués pour chaque *système électronique BES* et la méthode d'analyse ; ou • document indiquant la date de l'analyse et le résultat produit par tout outil utilisé pour l'analyse.

Tableau E3 (CIP-010-4) – Analyses de vulnérabilité			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
3.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé.	Au moins une fois tous les 36 mois civils, dans la mesure où c'est techniquement faisable : 3.2.1 effectuer une analyse de vulnérabilité active dans un environnement d'essai, ou effectuer une analyse de vulnérabilité active dans un environnement de production où l'essai est réalisé d'une manière qui réduit au minimum les effets adverses, en simulant la configuration de référence du *système électronique BES* dans un environnement de production ; et 3.2.2 documenter les résultats des essais et, si un environnement d'essai a été utilisé, les différences entre celui-ci et l'environnement de production, y compris la description des mesures visant à tenir compte des différences de fonctionnement entre les environnements d'essai et de production.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : document indiquant la date de l'analyse (effectuée au moins une fois tous les 36 mois civils), résultat produit par les outils utilisés pour effectuer l'analyse et liste des différences entre les environnements de production et d'essai, avec explications sur la prise en compte des différences dans l'analyse.

Tableau E3 (CIP-010-4) – Analyses de vulnérabilité			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
3.3	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PCA* associés.	Avant d'ajouter un nouvel *actif électronique* visé à un environnement de production, effectuer une analyse de vulnérabilité active du nouvel *actif électronique*, sauf dans des *circonstances CIP exceptionnelles* ou pour un remplacement d'un *actif électronique* existant par un équivalent dont la configuration de référence simule celle de l'*actif électronique* remplacé ou d'un autre *actif électronique* existant.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : document indiquant la date de l'analyse (effectuée avant la mise en service du nouvel *actif électronique*) et le résultat produit par les outils utilisés pour l'analyse.
3.4	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Documenter les résultats des analyses effectuées conformément aux alinéas 3.1, 3.2 et 3.3 ainsi que le plan d'action visant à corriger ou à atténuer les vulnérabilités constatées lors des analyses, en précisant la date prévue d'achèvement du plan d'action et l'état d'exécution de toute mesure de correction ou d'atténuation.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives : document donnant les résultats de l'examen ou de l'analyse, liste des mesures à prendre, dates proposées d'achèvement du plan d'action et dossier de l'état d'exécution des mesures à prendre (procès-verbaux de réunion d'étape, mises à jour dans un système d'ordres de travail, suivi des mesures au moyen d'une feuille de calcul, etc.).

E4. Chaque entité responsable, pour ses *systèmes électroniques BES* à impact moyen et élevé ainsi que les *actifs électroniques protégés* connexes, doit mettre en œuvre (sauf dans des *circonstances CIP exceptionnelles*) un ou plusieurs plans documentés concernant les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles* ; ces plans doivent être conformes aux sections de l'annexe 1. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme et planification de l'exploitation]*

M4. Les pièces justificatives doivent comprendre chacun des plans documentés qui concernent les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles* et qui, collectivement, couvrent toutes les sections applicables de l'annexe 1 ; d'autres pièces justificatives doivent attester la mise en œuvre de ces plans. D'autres exemples de pièces justificatives pour les différentes sections sont présentés à l'annexe 2. Si une entité responsable n'utilise pas d'*actifs électroniques temporaires* ni de *supports de stockage amovibles*, les pièces justificatives appropriées peuvent comprendre, sans limitation, une déclaration, une politique ou tout autre document affirmant que l'entité responsable n'utilise pas d'*actifs électroniques temporaires* ou de *supports de stockage amovibles.*

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

- Chaque entité visée doit conserver des pièces justificatives pour chaque exigence de la présente norme pendant trois années civiles.
- Si une entité visée est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.
- Le *CEA* doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la *norme de fiabilité*.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.	L'entité responsable a documenté et mis en œuvre un ou des processus de gestion des changements de configuration qui comprennent seulement quatre des éléments de référence exigés en 1.1.1 à 1.1.5. (1.1)	L'entité responsable a documenté et mis en œuvre un ou des processus de gestion des changements de configuration qui comprennent seulement trois des éléments de référence exigés en 1.1.1 à 1.1.5. (1.1)	L'entité responsable a documenté et mis en œuvre un ou des processus de gestion des changements de configuration qui comprennent seulement deux des éléments de référence exigés en 1.1.1 à 1.1.5. (1.1) OU L'entité responsable a un processus conforme à l'alinéa 1.6 pour vérifier l'identité de la source du logiciel (1.6.1), mais n'a pas de processus conforme à l'alinéa 1.6 pour vérifier l'intégrité du logiciel obtenu de la source du logiciel alors que la méthode appropriée est mise à la disposition de l'entité responsable par la source du logiciel (1.6.2).	L'entité responsable n'a documenté ou mis en œuvre aucun processus de gestion des changements de configuration. (E1) OU L'entité responsable a documenté et mis en œuvre un ou des processus de gestion des changements de configuration qui comprennent seulement un des éléments de référence exigés en 1.1.1 à 1.1.5. (1.1) OU L'entité responsable n'a pas de processus qui exige l'autorisation et la documentation des changements par rapport à la configuration de référence existante. (1.2) OU L'entité responsable n'a pas de processus pour mettre à jour la configuration de référence dans les 30 jours civils suivant l'exécution de changements par rapport à la configuration de référence existante. (1.3) OU

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				L'entité responsable n'a pas de processus pour déterminer les mécanismes de sécurité exigés par les normes CIP-005 et CIP-007 qui pourraient être touchés par des changements par rapport à la configuration de référence existante. (1.4.1) OU L'entité responsable a un ou des processus pour déterminer les mécanismes de sécurité exigés par les normes CIP-005 et CIP-007 qui pourraient être touchés par des changements par rapport à la configuration de référence existante, mais elle n'a pas vérifié et documenté que les mécanismes exigés n'étaient pas dégradés par suite du changement. (1.4.2 et 1.4.3) OU L'entité responsable n'a pas de processus pour mettre à l'essai les changements dans un environnement qui simule la configuration de référence avant de mettre en œuvre un changement par rapport à la configuration de référence. (1.5.1) OU

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				L'entité responsable n'a pas de processus pour documenter les résultats de l'essai et, si un environnement d'essai a été utilisé, pour documenter les différences entre les environnements d'essai et de production. (1.5.2) OU L'entité responsable n'a pas de processus conforme à l'alinéa 1.6 ni pour vérifier l'identité de la source du logiciel, ni pour vérifier l'intégrité du logiciel obtenu de la source du logiciel, alors que les méthodes appropriées sont mises à la disposition de l'entité responsable par la source du logiciel. (1.6)
E2.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable n'a pas documenté ou mis en œuvre de processus pour vérifier, au moins une fois tous les 35 jours civils, s'il y a eu des changements non autorisés à la configuration de référence, pour documenter ceux-ci et pour faire enquête. (2.1)
E3.	L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés d'analyse de vulnérabilité pour chacun de ses *systèmes électroniques BES* visés,	L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés d'analyse de vulnérabilité pour chacun de ses *systèmes électroniques BES* visés,	L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés d'analyse de vulnérabilité pour chacun de ses *systèmes électroniques BES* visés,	L'entité responsable n'a mis en œuvre aucun processus d'analyse de vulnérabilité pour un de ses

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
	mais elle a effectué une analyse de vulnérabilité dans un délai de plus de 15 mois et de moins de 18 mois suivant la dernière analyse de l'un de ses *systèmes électroniques BES* visés. (3.1) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés d'analyse de vulnérabilité active pour les systèmes visés, mais elle a effectué une analyse de vulnérabilité active dans un délai de plus de 36 mois et de moins de 39 mois suivant la dernière analyse active de l'un de ses *systèmes électroniques BES* visés. (3.2)	mais elle a effectué une analyse de vulnérabilité dans un délai de plus de 18 mois et de moins de 21 mois suivant la dernière analyse de l'un de ses *systèmes électroniques BES* visés. (3.1) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés d'analyse de vulnérabilité active pour les systèmes visés, mais elle a effectué une analyse de vulnérabilité active dans un délai de plus de 39 mois et de moins de 42 mois suivant la dernière analyse active de l'un de ses *systèmes électroniques BES* visés. (3.2)	mais elle a effectué une analyse de vulnérabilité dans un délai de plus de 21 mois et de moins de 24 mois suivant la dernière analyse de l'un de ses *systèmes électroniques BES* visés. (3.1) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés d'analyse de vulnérabilité active pour les systèmes visés, mais elle a effectué une analyse de vulnérabilité active dans un délai de plus de 42 mois et de moins de 45 mois suivant la dernière analyse active de l'un de ses *systèmes électroniques BES* visés. (3.2)	*systèmes électroniques BES* visés. (E3) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés d'analyse de vulnérabilité pour chacun de ses *systèmes électroniques BES* visés, mais elle a effectué une analyse de vulnérabilité plus de 24 mois suivant la dernière analyse de l'un de ses *systèmes électroniques BES* visés. (3.1) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés d'analyse de vulnérabilité active pour les systèmes visés, mais elle a effectué une analyse de vulnérabilité active dans un délai de plus de 45 mois suivant la dernière analyse active de l'un de ses *systèmes électroniques BES* visés. (3.2) OU L'entité responsable a mis en œuvre et documenté un ou plusieurs processus d'analyse de vulnérabilité pour chacun de ses *systèmes électroniques BES* visés, mais elle n'a pas effectué l'analyse

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				de vulnérabilité active d'une manière qui simule une configuration de référence existante de ses *systèmes électroniques BES* visés. (3.3) OU L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés d'analyse de vulnérabilité pour chacun de ses *systèmes électroniques BES* visés, mais elle n'a pas documenté les résultats des analyses de vulnérabilité, les plans d'action pour corriger ou atténuer les vulnérabilités constatées dans les analyses, la date planifiée d'achèvement du plan d'action et l'état d'exécution des plans d'atténuation. (3.4)
E4.	L'entité responsable a documenté son ou ses plans concernant les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles*, mais n'a pas géré ses *actifs électroniques temporaires* conformément à la section 1.1 de l'annexe 1 complémentaire à l'exigence E4 de la norme CIP-010-3. (E4) OU	L'entité responsable a documenté son ou ses plans concernant les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles*, mais n'a pas mis en œuvre les mesures applicables aux *supports de stockage amovibles* conformément à la section 3 de l'annexe 1 complémentaire à l'exigence E4 de la norme CIP-010-3. (E4)	L'entité responsable a documenté son ou ses plans concernant les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles*, mais n'a pas établi les autorisations relatives aux *actifs électroniques temporaires* conformément à la section 1.2 de l'annexe 1 complémentaire à l'exigence E4 de la norme CIP-010-3. (E4) OU	L'entité responsable n'a pas documenté ou mis en œuvre un ou plusieurs plans concernant les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles* conformément à l'exigence E4 de la norme CIP-010-3. (E4)

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
	L'entité responsable a documenté son ou ses plans concernant les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles*, mais n'a pas documenté les mesures applicables aux *supports de stockage amovibles* conformément à la section 3 de l'annexe 1 complémentaire à l'exigence E4 de la norme CIP-010-3. (E4) OU L'entité responsable a documenté son ou ses plans concernant les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles*, mais n'a pas documenté les autorisations relatives aux *actifs électroniques temporaires* qu'elle gère elle-même conformément à la section 1.2 de l'annexe 1 complémentaire à l'exigence E4 de la norme CIP-010-3. (E4)	OU L'entité responsable a documenté son ou ses plans concernant les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles*, mais n'a pas documenté les mesures d'atténuation du risque lié aux vulnérabilités logicielles, à l'introduction de programmes malveillants ou aux utilisations non autorisées pour des *actifs électroniques temporaires* gérés par l'entité responsable conformément aux sections 1.3, 1.4 et 1.5 de l'annexe 1 complémentaire à l'exigence E4 de la norme CIP-010-3. (E4) OU L'entité responsable a documenté son ou ses plans concernant les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles*, mais n'a pas documenté les mesures d'atténuation du risque lié aux vulnérabilités logicielles ou à l'introduction de programmes malveillants pour des *actifs électroniques temporaires* gérés par une tierce partie conformément aux sections 2.1, 2.2 et 2.3 de l'annexe 1	L'entité responsable a documenté son ou ses plans concernant les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles*, mais n'a pas mis en œuvre les mesures d'atténuation du risque lié aux vulnérabilités logicielles, à l'introduction de programmes malveillants ou aux utilisations non autorisées pour des *actifs électroniques temporaires* gérés par l'entité responsable conformément aux sections 1.3, 1.4 et 1.5 de l'annexe 1 complémentaire à l'exigence E4 de la norme CIP-010-3. (E4) OU L'entité responsable a documenté son ou ses plans concernant les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles*, mais n'a pas mis en œuvre les mesures d'atténuation du risque lié aux vulnérabilités logicielles ou à l'introduction de programmes malveillants pour des *actifs électroniques temporaires* gérés par une tierce partie conformément aux sections 2.1, 2.2 et 2.3 de l'annexe 1 complémentaire à l'exigence E4 de la norme CIP-010-3. (E4)	

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
		complémentaire à l'exigence E4 de la norme CIP-010-3. (E4)		

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

- Plan de mise en œuvre du projet 2019-03.
- Justification technique de la norme CIP-010-4.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	26 novembre 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Cette norme encadre la gestion des changements de configuration et des analyses de vulnérabilité en coordination avec d'autres normes CIP et met en œuvre certaines dispositions de l'ordonnance 706 de la FERC.
1	22 novembre 2013	Ordonnance de la FERC approuvant la norme CIP-010-1. (L'ordonnance entre en vigueur le 3 février 2014.)	
2	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Mise en œuvre de deux prescriptions de l'ordonnance 791 de la FERC concernant l'obligation de « détecter, évaluer et corriger » ainsi que les réseaux de communication.
2	12 février 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Remplace la version adoptée par le Conseil le 13 novembre 2014. La version à jour met en œuvre des prescriptions en instance de

			l'ordonnance 791 relativement aux actifs temporaires et aux *systèmes électroniques BES* à impact faible.
2	21 janvier 2016	Ordonnance de la FERC approuvant la norme CIP-010-3. Dossier RM15-14-000.	
3	20 juillet 2017	Modifications visant à répondre à certaines directives de l'Ordonnance 829 de la FERC.	Révision
3	10 août 2017	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	
3	18 octobre 2018	Ordonnance de la FERC approuvant la norme CIP-010-3. Dossier RM17-13-000.	
4	1er août 2019	Modifications visant à répondre à certaines prescriptions de l'Ordonnance 850 de la FERC.	Révision
4	5 novembre 2020	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	
4	18 mars 2021	Lettre d'ordonnance RD21-2-000 de la FERC approuvant la *norme de fiabilité* CIP-010-4.	
4	1er octobre 2022	Date d'entrée en vigueur.	

CIP-010-4 – Annexe 1

Exigences détaillées des plans concernant les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles*

Les entités responsables doivent intégrer chacune des sections suivantes à leurs plans, prescrits à l'exigence E4, concernant les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles*.

Section 1. *Actifs électroniques temporaires* gérés par l'entité responsable.

1.1. Gestion des *actifs électroniques temporaires* : Les entités responsables doivent gérer leurs *actifs électroniques temporaires*, individuellement ou par groupe : 1) en permanence, afin d'assurer la conformité avec les exigences pertinentes en tout temps ; 2) à la demande, en appliquant les exigences pertinentes avant d'établir la connexion à un *système électronique BES* ; ou 3) selon une combinaison des moyens 1) et 2) ci-dessus.

1.2. Autorisations relatives aux *actifs électroniques temporaires* : Pour chaque *actif électronique temporaire* ou groupe d'*actifs électroniques temporaires*, chaque entité responsable doit autoriser :

1.1.1. les utilisateurs (individuellement, par groupe ou par rôle) ;

1.1.2. les emplacements (individuellement ou par groupe) ; et

1.1.3. les utilisations, qui doivent être limitées aux actions nécessaires pour assurer les fonctions opérationnelles.

1.3. Atténuation du risque lié aux vulnérabilités logicielles : Utiliser un ou plusieurs des moyens suivants pour réaliser l'objectif d'atténuer le risque lié aux vulnérabilités présentées par des logiciels sans correctifs dans l'*actif électronique temporaire* (selon les capacités de ce dernier) :

- application de correctifs, manuellement ou par mises à jour systématiques ;
- systèmes d'exploitation et logiciels exécutables uniquement à partir de supports non inscriptibles ;
- renforcement du système d'exploitation ; ou
- autres moyens d'atténuer le risque lié aux vulnérabilités logicielles.

1.4. Atténuation du risque lié à l'introduction de programmes malveillants : Utiliser un ou plusieurs des moyens suivants pour réaliser l'objectif d'atténuer le risque lié à l'introduction de programmes malveillants (selon les capacités de l'*actif électronique temporaire*) :

- logiciel antivirus, avec mises à jour manuelles ou systématiques des signatures ou des séquences de code ;
- liste blanche d'applications ; ou
- autres moyens d'atténuer le risque lié à l'introduction de programmes malveillants.

1.5. Atténuation du risque lié aux utilisations non autorisées : Utiliser un ou plusieurs des moyens suivants pour réaliser l'objectif d'atténuer le risque lié aux utilisations non autorisées d'*actifs électroniques temporaires* :

- restriction de l'accès physique ;
- cryptage de disque intégral avec authentification ;
- authentification multifactorielle ; ou
- autres moyens d'atténuer le risque lié aux utilisations non autorisées.

Section 2. *Actifs électroniques temporaires* gérés par une tierce partie autre que l'entité responsable.

2.1. Atténuation du risque lié aux vulnérabilités logicielles : Utiliser un ou plusieurs des moyens suivants pour réaliser l'objectif d'atténuer le risque lié aux vulnérabilités présentées par les logiciels sans correctifs dans l'*actif électronique temporaire* (selon les capacités de ce dernier) :

- examen des correctifs de sécurité installés ;
- examen de la procédure d'application des correctifs par la tierce partie ;
- examen d'autres mesures d'atténuation du risque lié aux vulnérabilités logicielles adoptées par la tierce partie ; ou
- autres moyens d'atténuer le risque lié aux vulnérabilités logicielles.

2.2. Atténuation du risque lié à l'introduction de programmes malveillants : Utiliser un ou plusieurs des moyens suivants pour réaliser l'objectif d'atténuer le risque lié à l'introduction de programmes malveillants (selon les capacités de l'*actif électronique temporaire*) :

- examen du degré de maintien à jour de l'antivirus ;
- examen de la procédure de mise à jour de l'antivirus adoptée par la tierce partie ;
- examen de l'utilisation par la tierce partie de listes blanches d'applications ;
- examen de l'utilisation de systèmes d'exploitation et de logiciels exécutables uniquement à partir de supports non inscriptibles ;
- examen des mesures de renforcement du système d'exploitation adoptées par la tierce partie ; ou
- autres moyens d'atténuation du risque lié aux programmes malveillants.

2.3. Pour tout moyen d'atténuation du risque lié aux vulnérabilités logicielles ou à l'introduction de programmes malveillants mis en œuvre conformément aux alinéas 2.1 et 2.2, l'entité responsable doit déterminer si d'autres mesures d'atténuation sont nécessaires et appliquer ces mesures avant de connecter l'*actif électronique temporaire*.

Section 3. *Supports de stockage amovibles*

3.1. Autorisations relatives aux *supports de stockage amovibles* : Pour chaque *support de stockage amovible* ou groupe de *supports de stockage amovibles*, chaque entité responsable doit autoriser :

3.1.1. les utilisateurs (individuellement, par groupe ou par rôle) ; et

3.1.2. les emplacements (individuellement ou par groupe).

3.2. Atténuation du risque lié aux programmes malveillants : Afin de réaliser l'objectif d'atténuer le risque lié à l'introduction de programmes malveillants dans des *systèmes électroniques BES* à impact élevé ou moyen et dans les *actifs électroniques protégés* connexes, chaque entité responsable doit :

3.2.1. prendre des mesures pour détecter les programmes malveillants sur les *supports de stockage amovibles* au moyen d'un *actif électronique* autre qu'un *système électronique BES* ou que des *actifs électroniques protégés* ; et

3.2.2. neutraliser la menace de programmes malveillants détectés sur des *supports de stockage amovibles* avant de connecter ces supports à un *système électronique BES* à impact moyen ou élevé ou à des *actifs électroniques protégés* connexes.

CIP-010-4 – Annexe 2

Exemples de pièces justificatives pour les plans concernant les *actifs électroniques temporaires* et les *supports de stockage amovibles*

Section 1.1 : Exemples non limitatifs de pièces justificatives pour la section 1.1 : méthodes de gestion des *actifs électroniques temporaires*. Cette information peut faire partie des plans concernant les *actifs électroniques temporaires*, de la documentation concernant les autorisations relatives aux *actifs électroniques temporaires* gérés par l'entité responsable, ou encore d'une politique de sécurité.

Section 1.2 : Exemples non limitatifs de pièces justificatives pour la section 1.2 : documentation de systèmes de gestion des actifs ou de gestion des ressources humaines, ou formulaires ou feuilles de chiffrier indiquant les autorisations relatives aux *actifs électroniques temporaires* gérés par l'entité responsable. Cette information peut aussi être documentée dans le document principal du plan.

Section 1.3 : Exemples non limitatifs de pièces justificatives pour la section 1.3 : documentation des moyens utilisés pour atténuer le risque lié aux vulnérabilités présentées par les logiciels sans correctifs, comme la gestion des correctifs de sécurité, l'utilisation de systèmes d'exploitation sur support non inscriptible, le renforcement du système d'exploitation ou d'autres moyens d'atténuation appropriés. Les pièces justificatives peuvent provenir de systèmes de gestion des changements, de solutions de gestion systématique des correctifs, de procédures ou processus concernant l'utilisation de systèmes d'exploitation sur support amovible, ou de procédures ou processus associés aux pratiques de renforcement du système d'exploitation. Si un *actif électronique temporaire* n'a pas la capacité de mettre en œuvre certains moyens d'atténuation du risque lié aux vulnérabilités présentées par les logiciels sans correctifs, les pièces justificatives peuvent comprendre une documentation du fournisseur ou de l'entité responsable indiquant que l'*actif électronique temporaire* n'a pas cette capacité.

Section 1.4 : Exemples non limitatifs de pièces justificatives pour la section 1.4 : documentation des moyens utilisés pour atténuer le risque lié à l'introduction de programmes malveillants, comme des logiciels antivirus et des processus de gestion des mises à jour des signatures ou des séquences de code, des pratiques de liste blanche d'applications, des processus de restriction des communications ou d'autres moyens d'atténuation appropriés. Si un *actif électronique temporaire* n'a pas la capacité de mettre en œuvre certains moyens d'atténuation du risque lié à l'introduction de programmes malveillants, les pièces justificatives peuvent comprendre une documentation du fournisseur ou de l'entité responsable indiquant que l'*actif électronique temporaire* n'a pas cette capacité.

Section 1.5 : Exemples non limitatifs de pièces justificatives pour la section 1.5 : documentation (politiques ou procédures) des moyens de restriction des accès physiques ; description de la solution de cryptage de disque intégral et du protocole d'authentification ; description de la solution d'authentification multifactorielle ; ou documentation d'autres moyens d'atténuer le risque lié aux utilisations non autorisées.

Section 2.1 : Exemples non limitatifs de pièces justificatives pour la section 2.1 : documentation de systèmes de gestion des changements, courriels ou procédures qui documentent un examen des correctifs de sécurité installées ; notes de service, courriels, politiques ou contrats d'une tierce partie autre que l'entité responsable qui décrivent le processus

d'application de correctifs ou d'atténuation du risque lié aux vulnérabilités exécuté par la tierce partie ; pièces justificatives de systèmes de gestion des changements, courriels, documentation de système ou contrats indiquant que l'entité responsable juge acceptables les pratiques de la tierce partie ; ou documentation d'autres moyens d'atténuation du risque lié aux vulnérabilités logicielles d'*actifs électroniques temporaires* gérés par la tierce partie. Si un *actif électronique temporaire* n'a pas la capacité de mettre en œuvre certains moyens d'atténuation du risque lié aux vulnérabilités présentées par les logiciels sans correctifs, les pièces justificatives peuvent comprendre une documentation de l'entité responsable ou de la tierce partie indiquant que l'*actif électronique temporaire* n'a pas cette capacité.

Section 2.2 : Exemples non limitatifs de pièces justificatives pour la section 2.2 : documentation de systèmes de gestion des changements, courriels ou procédures qui documentent un examen du degré de maintien à jour des antivirus installés ; notes de service, courriels, documentation de système, politiques ou contrats d'une tierce partie autre que l'entité responsable qui décrivent le processus de mise à jour des antivirus, l'utilisation d'une liste blanche d'applications, l'utilisation de systèmes d'exploitation sur support externe ou le renforcement du système d'exploitation par la tierce partie ; pièces justificatives de systèmes de gestion des changements, courriels ou contrats indiquant que l'entité responsable juge acceptables les pratiques de la tierce partie ; ou documentation d'autres moyens d'atténuation du risque lié à l'introduction de programmes malveillants pour les *actifs électroniques temporaires* gérés par la tierce partie. Si un *actif électronique temporaire* n'a pas la capacité de mettre en œuvre certains moyens d'atténuation du risque lié à l'introduction de programmes malveillants, les pièces justificatives peuvent comprendre une documentation de l'entité responsable ou de la tierce partie indiquant que l'*actif électronique temporaire* n'a pas cette capacité.

Section 2.3 : Exemples non limitatifs de pièces justificatives pour la section 2.3 : documentation de systèmes de gestion des changements, courriels ou contrats attestant qu'un examen a été effectué pour déterminer le besoin de mesures d'atténuation supplémentaires, et que ces mesures ont été mises en œuvre avant la connexion de l'*actif électronique temporaire* géré par une tierce partie autre que l'entité responsable.

Section 3.1 : Exemples non limitatifs de pièces justificatives pour la section 3.1 : documentation de systèmes de gestion des actifs ou de gestion des ressources humaines, formulaires ou feuilles de chiffrier indiquant les autorisations relatives aux *supports de stockage amovibles*. La documentation doit désigner les *supports de stockage amovibles* (individuellement ou par groupe), les utilisateurs autorisés (individuellement, par groupe ou par rôle) et les emplacements autorisés (individuellement ou par groupe).

Section 3.2 : Exemples non limitatifs de pièces justificatives pour la section 3.2 : processus documentés des moyens d'atténuation du risque lié aux programmes malveillants, comme les résultats de balayage paramétré pour les *supports de stockage amovibles* ou la mise en œuvre du balayage à la demande ; processus documentés des moyens d'atténuation du risque lié aux programmes malveillants détectés sur les *supports de stockage amovibles*, comme les journaux créés par les mécanismes de détection qui montrent les résultats du balayage et indiquent la neutralisation des programmes malveillants détectés sur les *supports de stockage amovibles*, ou une confirmation documentée par l'entité que les *supports de stockage amovibles* sont considérés comme exempts de tout programme malveillant.

Annexe CIP-010-4-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme

CIP-010-4 – Cybersécurité – Gestion des changements de configuration et analyses de vulnérabilité

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière.

4.2. Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP) et aux installations spécifiées pour le *distributeur*. Dans l'application de cette norme, toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « BES » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « RTP » respectivement.

Exemptions additionnelles

Sont exemptés de l'application de la présente norme :

- Toute installation de production qui répond aux deux conditions suivantes : (1) la puissance nominale de l'installation est de 300 MVA ou moins et (2) aucun groupe de l'installation ne peut être synchronisé avec un réseau voisin.
- Postes élévateurs des installations de production identifiées au point précédent.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1.	Adoption de la norme par la Régie de l'énergie :	11 février 2022
5.2.	Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie :	11 février 2022
5.3.	Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec :	1er octobre 2023

6. Contexte : Aucune disposition particulière.

B. Exigences et mesures

Pour l'exigence E3 et la mesure M3, remplacer toute référence à la *norme de fiabilité* CIP-010-3 par la *norme de fiabilité* CIP-010-4.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Pour tous les niveaux de gravité de la non-conformité de l'exigence E4, remplacer toute référence à la *norme de fiabilité* CIP-010-3 par la *norme de fiabilité* CIP-010-4.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

CIP-010-4 – Annexe 1

Aucune disposition particulière.

CIP-010-4 – Annexe 2

Aucune disposition particulière.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	11 février 2022	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2022-021.	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : Cybersécurité – Protection des informations

2. Numéro : CIP-011-3

3. Objet : Empêcher tout accès non autorisé aux *informations de système électronique BES* (BCSI) en définissant des exigences de protection des informations visant à prévenir toute compromission pouvant entraîner un fonctionnement incorrect ou une instabilité dans le *système de production-transport d'électricité* (*BES*).

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles : Dans le contexte de la présente norme, les entités fonctionnelles indiquées ci-après seront appelées collectivement « entités responsables ». Si certaines exigences visent plus spécifiquement une entité fonctionnelle ou un sous-ensemble d'entités fonctionnelles, la ou les entités fonctionnelles sont précisées explicitement.

4.1.1 ***Responsable de l'équilibrage***

4.1.2 ***Distributeur*** qui possède un ou plusieurs des systèmes, *installations* et équipements suivants pour la protection ou la remise en charge du *BES* :

4.1.2.1 Système de délestage de *charge* en sous-fréquence (DSF) ou en sous-tension (DST) qui :

4.1.2.1.1 fait partie d'un programme de délestage de *charge* visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de *l'entité régionale* ; et

4.1.2.1.2 effectue des délestages de *charge* automatiques de 300 MW ou plus sous la commande d'un système commun détenu par l'entité responsable, sans intervention humaine.

4.1.2.2 *Automatisme de réseau* (*RAS*) visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.1.2.3 *Système de protection* de réseau de *transport* (à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST) visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.1.2.4 *Chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des groupes de production suivants à démarrer.

4.1.3 ***Exploitant d'installation de production***

4.1.4 ***Propriétaire d'installation de production***

4.1.5 ***Coordonnateur de la fiabilité***

4.1.6 ***Exploitant de réseau de transport***

4.1.7 ***Propriétaire d'installation de transport***

4.2. ***Installations*** **:** Dans le contexte de la présente norme, les systèmes, *installations* et équipements suivants détenus par une entité responsable indiquée à la section 4.1 sont visés par les exigences. Si certaines exigences visent plus spécifiquement un type ou un

sous-ensemble de systèmes, d'*installations* ou d'équipements, ceux-ci sont précisés explicitement.

4.2.1 ***Distributeur* :** Un ou plusieurs des systèmes, *installations* et équipements suivants détenus par le *distributeur* pour la protection ou la remise en charge du *BES* :

4.2.1.1 Système de DSF ou de DST qui :

4.2.1.1.1 fait partie d'un programme de délestage de *charge* visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale* ; et

4.2.1.1.2 effectue des délestages de *charge* automatiques de 300 MW sous la commande d'un système commun détenu par l'entité responsable, sans intervention humaine.

4.2.1.2 *Automatisme de réseau* (*RAS*) visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.2.1.3 *Système de protection* de réseau de *transport* (à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST) visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.2.1.4 *Chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des prochains groupes de production à démarrer.

4.2.2 **Entités responsables indiquées en 4.1, sauf les *distributeurs*** : Toutes les *installations* du *BES*.

4.2.3 **Exemptions :** Sont exemptés de la norme CIP-011-3 :

4.2.3.1 Les *actifs électroniques* aux *installations* réglementées par la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

4.2.3.2 Les *actifs électroniques* associés aux réseaux de communication et aux liaisons d'échange de données entre des *périmètres de sécurité électroniques* distincts.

4.2.3.3 Les systèmes, structures et composants régis par la U.S. Nuclear Regulatory Commission en vertu d'un plan de cybersécurité conforme au règlement CFR 10, section 73.54.

4.2.3.4 Dans le cas des *distributeurs*, les systèmes et les équipements non mentionnés à la section 4.2.1 ci-dessus.

4.2.3.5 Les entités responsables qui déterminent n'avoir aucun *système électronique BES* classé dans les catégories « impact élevé » ou « impact moyen » selon le processus d'inventaire et de catégorisation de la norme CIP-002-5.1a.

5. **Dates d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre de la norme CIP-011-3.

6. **Contexte :** La norme CIP-011 fait partie d'une série de normes CIP sur la cybersécurité qui exigent l'inventaire et la catégorisation initiales des *systèmes électroniques BES*, ainsi qu'un niveau minimal de mesures organisationnelles, opérationnelles et administratives pour réduire les risques aux *systèmes électroniques BES*.

La plupart des exigences commencent ainsi : « Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs [processus, plans, etc.] documentés qui couvrent tous les alinéas applicables du tableau [référence au tableau]. » Le tableau en référence précise les éléments qui doivent être inclus dans les procédures pour le thème commun de l'exigence.

L'expression « processus documenté » désigne un ensemble de consignes spécifiques à l'entité responsable et visant à produire un résultat particulier. Cette expression n'implique pas de structure de nommage ou d'approbation au-delà de la formulation des exigences. Une entité doit inclure tout ce qu'elle juge nécessaire dans ses processus documentés, en s'assurant de bien couvrir les exigences pertinentes.

Les mots « programme » et « plan » sont parfois utilisés au lieu de « processus documenté », dans la mesure où la compréhension relève du bon sens. Par exemple, les processus documentés qui décrivent une réponse sont généralement appelés « plans » (plan d'action en cas d'incident, plan de rétablissement, etc.). De plus, un plan de sécurité peut décrire une approche comportant plusieurs procédures couvrant un thème étendu.

De même, le mot « programme » peut désigner la mise en œuvre générale par l'organisation de ses politiques, plans et procédures portant sur un thème donné. Le programme d'évaluation des risques liés au personnel et le programme de formation du personnel sont des exemples qui figurent dans les normes. La mise en œuvre complète des normes CIP sur la cybersécurité pourrait aussi être appelée « programme ». Toutefois, les mots « programme » et « plan » n'impliquent pas d'exigences supplémentaires au-delà de ce qui est indiqué dans les normes.

Les entités responsables peuvent mettre en œuvre des moyens communs qui répondent aux besoins de plusieurs *systèmes électroniques BES* à impact élevé et moyen. Par exemple, un même programme de formation pourrait répondre aux exigences en formation du personnel concernant plusieurs *systèmes électroniques BES*.

Les mesures auxquelles renvoie l'énoncé initial de l'exigence correspondent simplement aux processus documentés eux-mêmes. La colonne « Mesures » présente des exemples de pièces justificatives attestant la documentation et la mise en œuvre des éléments pertinents dans les processus documentés ; ces exemples sont présentés à titre indicatif, et leur liste ne doit pas être considérée comme exhaustive.

Dans l'ensemble des normes, sauf indication particulière, les éléments présentés à la section Exigences et mesures sous forme de liste à puces sont liés par l'opérateur « ou », et les éléments présentés sous forme de liste numérotée sont liés par l'opérateur « et ».

Plusieurs références de la section Applicabilité utilisent un seuil de 300 MW pour les systèmes de DSF et de DST. Ce seuil particulier de 300 MW pour les systèmes de DSF et de DST provient de la version 1 des normes CIP sur la cybersécurité. Le seuil demeure à 300 MW puisqu'il concerne spécifiquement les systèmes de DST et de DSF, qui constituent des efforts de dernier recours pour sauver le *BES*. Un examen des tolérances des systèmes de DSF définies dans les *normes de fiabilité* régionales pour les exigences des programmes de DSF à ce jour indique que la valeur historique de 300 MW représente une valeur de seuil adéquate et raisonnable pour les tolérances d'exploitation admissibles des systèmes de DSF.

Colonne « Systèmes visés » des tableaux

Chaque tableau comporte une colonne intitulée « Systèmes visés » qui définit plus précisément les systèmes auxquels s'applique l'exigence. La SDT (équipe de rédaction)

CSO706 a adapté ce concept à partir du cadre de gestion des risques du National Institute of Standards and Technology (NIST) en vue d'établir une méthode d'application des exigences qui tient compte plus adéquatement de l'impact et des caractéristiques de connectivité. La colonne « Systèmes visés » repose sur les conventions suivantes :

- ***Systèmes électroniques BES* à impact élevé –** Désigne les *systèmes électroniques BES* classés dans la catégorie « impact élevé », selon le processus d'inventaire et de catégorisation de la norme CIP-002-5.1a.
- ***Systèmes électroniques BES* à impact moyen –** Désigne les *systèmes électroniques BES* classés dans la catégorie « impact moyen », selon le processus d'inventaire et de catégorisation de la norme CIP-002-5.1a.
- ***Systèmes de contrôle ou de surveillance des accès électroniques* (*EACMS*) –** Désigne tout système *de contrôle ou de surveillance des accès électroniques* associé à un *système électronique BES* à impact élevé ou moyen visé. Exemples non limitatifs : pare-feu, serveurs d'authentification et systèmes de surveillance de registre d'événements et d'alerte.
- ***Systèmes de contrôle des accès physiques* (*PACS*) –** Désigne tout *système de contrôle des accès physique*s associés à un *système électronique BES* à impact élevé ou moyen visé à *connectivité externe routable*.
- ***Actifs électroniques protégés* (*PCA*) –** Désigne tout *actif électronique protégé* associé à un ***système*** *électronique BES* à impact élevé ou moyen visé.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs programmes documentés de protection des *informations de système électronique BES* (BCSI) relatives aux systèmes désignés à la colonne Systèmes visés du tableau E1 (CIP-011-3) – Programme de protection des informations, qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E1 (CIP-011-3) – Protection des informations.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M1. Les pièces justificatives du programme de protection des informations doivent couvrir toutes les parties applicables du tableau E1 (CIP-011-3) – Programme de protection des informations ; d'autres pièces justificatives doivent attester la mise en œuvre, selon la colonne Mesures du tableau.

Tableau E1 (CIP-011-3) – Programme de protection des informations			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés.	Méthodes permettant de désigner les BCSI.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : • méthode documentée permettant de désigner les BCSI à partir du programme de protection des informations de l'entité ; • indications sur les informations (étiquetage, classification, etc.) qui permettent de désigner les BCSI telles que désignées dans le programme de protection des informations de l'entité ; • matériel de formation qui donne au personnel des connaissances suffisantes pour reconnaître les BCSI ; ou • emplacements désignés pour le stockage des BCSI dans le cadre du programme de protection des informations de l'entité.

Tableau E1 (CIP-011-3) – Programme de protection des informations			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
1.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les *EACMS* associés ; et 2. les *PACS* associés.	Méthodes de protection et de manipulation sécuritaire des BCSI visant à réduire les risques de brèche de confidentialité.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives pour les BCSI présentes à l'intérieur du périmètre : • procédures pour la protection et la manipulation sécuritaire des BCSI, portant sur des aspects comme le stockage, la sécurité pendant le transport et l'utilisation ; ou • enregistrements indiquant que les BCSI sont manipulées conformément aux procédures documentées de l'entité. Exemples non limitatifs de pièces justificatives pour les BCSI à l'extérieur du périmètre : • mise en œuvre de techniques électroniques pour protéger les BCSI électroniques (masquage de données, chiffrement, hachage, tokenisation, système de clés électroniques, etc.) ; ou • mise en œuvre de moyens physiques pour protéger les BCSI physiques (verrouillage physique et gestion des clés, système de cartes d'identification, biométrie, système d'alarme, etc.) ; ou • mise en œuvre de méthodes administratives pour protéger les BCSI (évaluation des risques des fournisseurs de services, ententes commerciales, etc.).

E2. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un ou plusieurs processus documentés qui, collectivement, couvrent tous les alinéas applicables du tableau E2 (CIP-011-3) – Réutilisation et élimination des *actifs électroniques BES*.
[Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

M2. Les pièces justificatives doivent comprendre chacun des processus documentés applicables qui, collectivement, couvrent toutes les parties applicables du tableau E2 (CIP-011-3) – Réutilisation et élimination des *actifs électroniques BES* ; d'autres pièces justificatives doivent attester la mise en œuvre, selon la colonne Mesures du tableau.

Tableau E2 (CIP-011-3) – Réutilisation et élimination des *actifs électroniques BES*			
Alinéa	**Systèmes visés**	**Exigences**	**Mesures**
2.1	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Avant d'autoriser la réutilisation d'un *actif électronique* visé qui contient des BCSI (sauf si cet actif est réutilisé dans d'autres systèmes indiqués à la colonne Systèmes visés), l'entité responsable doit faire en sorte d'empêcher toute récupération non autorisée de BCSI stockées sur le support de stockage de l'*actif électronique* en question.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : • enregistrements de suivi des mesures d'expurgation visant à empêcher toute récupération non autorisée de BCSI, notamment par écrasement, purge ou destruction ; ou • enregistrements de suivi de mesures comme le cryptage, la rétention dans le *périmètre de sécurité physique* ou d'autres moyens d'empêcher la récupération non autorisée de BCSI.
2.2	*Systèmes électroniques BES* à impact élevé et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés. *Systèmes électroniques BES* à impact moyen et : 1. les *EACMS* associés ; 2. les *PACS* associés ; et 3. les *PCA* associés.	Avant l'élimination d'un *actif électronique* visé qui contient des BCSI, l'entité responsable doit faire en sorte d'empêcher toute récupération non autorisée de BCSI stockées sur l'*actif électronique* en question, ou encore de détruire son support d'information.	Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : • enregistrements attestant que le support d'information a été détruit avant l'élimination d'un *actif électronique* visé ; ou • enregistrements attestant les mesures prises pour empêcher la récupération non autorisée de BCSI d'un *actif électronique* visé avant son élimination.

B. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* obligatoires et exécutoires dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête :

- L'entité visée doit conserver des pièces justificatives pour chaque exigence de la présente norme pendant trois années civiles.
- Si une entité visée est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.
- Le *CEA* doit conserver les derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la norme de fiabilité.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL) (CIP-011-3)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	**Planification de l'exploitation**	**Moyen**	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable a documenté mais n'a pas mis en œuvre un ou des programmes de protection des BCSI. (E1) OU L'entité responsable a documenté mais n'a pas mis en œuvre au moins une méthode permettant de désigner les BCSI. (1.1) OU L'entité responsable a documenté mais n'a pas mis en œuvre au moins une méthode de protection et de manipulation sécuritaire des BCSI. (1.2)	L'entité responsable n'a ni documenté ni mis en œuvre de programme de protection des BCSI. (E1)
E2	**Planification de l'exploitation**	**Faible**	Sans objet	L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés, mais n'a pas inclus de processus de réutilisation visant à empêcher la récupération non autorisée de BCSI à partir de l'*actif électronique BES.* (2.1)	L'entité responsable a mis en œuvre un ou plusieurs processus documentés, mais n'a pas inclus de processus d'élimination ou de destruction de support afin d'empêcher la récupération non autorisée de BCSI à partir de l'*actif électronique BES.* (2.2)	L'entité responsable n'a documenté ou mis en œuvre aucun processus pour les alinéas applicables du tableau E3 (CIP-011-3) – Réutilisation et élimination des *actifs électroniques BES.* (E2)

C. Différences régionales

Aucune.

D. Interprétations

Aucune.

E. Documents connexes

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	26 novembre 2012	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Cette norme définit les exigences de protection de l'information en coordination avec d'autres normes CIP et met en œuvre certaines dispositions de l'ordonnance 706 de la FERC.
1	22 novembre 2013	Ordonnance de la FERC approuvant CIP-011-1 (ordonnance entrant en vigueur le 3 février 2014).	
2	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Mise en œuvre de deux prescriptions de l'ordonnance 791 de la FERC concernant l'obligation de « détecter, évaluer et corriger » ainsi que les réseaux de communication.
2	12 février 2015	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Remplace la version adoptée par le conseil d'administration le 13 novembre 2014. La version à jour met en œuvre des prescriptions en instance de l'ordonnance 791 relativement aux actifs temporaires et aux *systèmes électroniques BES* à impact faible.
2	21 janvier 2016	Ordonnance de la FERC approuvant la norme CIP-011-2 (dossier RM15-14-000).	

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
3	12 août 2021	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision visant à améliorer la fiabilité en rapport avec la gestion par les entités de leurs BCSI.
3	7 décembre 2021	Ordonnance de la FERC approuvant la norme CIP-011-3 (dossier RD21-6-000).	L'entité responsable peut choisir de se conformer aux exigences des normes CIP-004-7 et CIP-011-3 après leur approbation par l'organisme gouvernemental pertinent, mais avant la date de leur entrée en vigueur. Dans un tel cas, l'entité responsable doit aviser les entités régionales de la date d'entrée en conformité avec les normes de fiabilité CIP -004-7 et CIP-011-3. L'entité responsable doit se conformer aux normes CIP-004-6 et CIP-011-2 jusqu'à cette date.
3	10 décembre 2021	Date d'entrée en vigueur.	1er janvier 2024

Annexe CIP-011-3-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme CIP-011-3 – Cybersécurité – Protection des informations

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière.

4.2. Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (*RTP*) et aux installations spécifiées pour le *distributeur*. Dans l'application de cette norme, toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

Exemptions additionnelles

Sont exemptés de l'application de la présente norme :

- Toute installation de production qui répond aux deux conditions suivantes : (1) la puissance nominale de l'installation est de 300 MVA ou moins et (2) aucun groupe de l'installation ne peut être synchronisé avec un *réseau* voisin.
- Postes élévateurs des installations de production identifiées au point précédent.

5. Dates d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 13 décembre 2022

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 13 décembre 2022

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er janvier 2025

6. Contexte : Aucune disposition particulière.

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière.

B. Conformité

Remplacer le titre « B. Conformité » par « C. Conformité ».

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Pour le niveau de gravité critique de la non-conformité de l'exigence E2, remplacer toute référence au tableau E3 par le tableau E2.

C. Différences régionales

Remplacer le titre « C. Différences régionales » par « D. Différences régionales ».

D. Interprétations

Remplacer le titre « D. Interprétations » par « E. Interprétations ».

E. Documents connexes

Remplacer le titre « E. Documents connexes » par « F. Documents connexes ».

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	13 décembre 2022	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2022-150.	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Cybersécurité – Communications entre *centres de contrôle***

2. Numéro : **CIP-012-1**

3. Objet : Protéger la confidentialité et l'intégrité des données d'*évaluation en temps réel* et de surveillance en *temps réel* transmises entre différents *centres de contrôle*.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles : Les exigences de la présente norme s'appliquent aux entités fonctionnelles suivantes qui détiennent ou exploitent un *centre de contrôle*, ci-après appelées « entités responsables ».

4.1.1. *Responsable de l'équilibrage*

4.1.2. *Exploitant d'installation de production*

4.1.3. *Propriétaire d'installation de production*

4.1.4. *Coordonnateur de la fiabilité*

4.1.5. *Exploitant de réseau de transport*

4.1.6. *Propriétaire d'installation de transport*

4.2. Exemptions : Sont exemptés de la norme de fiabilité CIP-012-1 :

4.2.1. les *actifs électroniques* aux *installations* réglementées par la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

4.2.2. Les systèmes, structures et composants régis par la U.S. Nuclear Regulatory Commission en vertu d'un plan de cybersécurité conforme au règlement CFR 10, section 73.54.

4.2.3. Tout *centre de contrôle* qui transmet à un autre *centre de contrôle* des données d'*évaluation en temps réel* ou de surveillance en *temps réel* concernant exclusivement la ressource de production ou le poste de *transport* situé au même endroit que le *centre de contrôle* transmetteur.

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre de la norme CIP-012-1.

B. Exigences et mesures

E1. L'entité responsable doit mettre en œuvre, sauf dans des *circonstances CIP exceptionnelles*, un ou des plans documentés visant à atténuer les risques découlant d'une divulgation non autorisée ou d'une modification non autorisée de données d'*évaluation en temps réel* ou de surveillance en *temps réel* pendant leur transmission entre des *centres de contrôle* visés. Le ou les plans de l'entité responsable peuvent ne pas englober les communications verbales. Le ou les plans doivent comprendre les éléments suivants :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

1.1. une description des moyens de protection visant à atténuer les risques découlant d'une divulgation non autorisée ou d'une modification non autorisée de données d'*évaluation en temps réel* ou de surveillance en *temps réel* pendant leur transmission entre des *centres de contrôle* ;

1.2. les endroits où l'entité responsable applique les moyens de protection des données d'*évaluation en temps réel* et de surveillance en *temps réel* pendant leur transmission entre des *centres de contrôle* ; et

1.3. si les *centres de contrôle* sont détenus ou exploités par des entités responsables différentes, l'indication des responsabilités de chaque entité responsable dans l'application des moyens de protection des données d'*évaluation en temps réel* et de surveillance en *temps réel* pendant leur transmission entre ces *centres de contrôle*.

M1. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : un ou des plans documentés qui répondent à l'objectif de sécurité de l'exigence E1, et documentation attestant la mise en œuvre de ce ou ces plans.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité : Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives : Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

L'entité responsable doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité de la façon indiquée ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certains documents plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

- Les entités responsables doivent conserver les données ou les pièces justificatives liées à chaque exigence de la présente norme de fiabilité pendant trois années civiles.
- Si une entité responsable est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.
- Le *CEA* doit conserver les derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.3. Programme de surveillance de la conformité : Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance et de mise en application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la norme de fiabilité.

Niveau de gravité de la non-conformité

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	S. O.	L'entité responsable a documenté son ou ses plans, mais en omettant un des éléments spécifiés à l'exigence E1.	L'entité responsable a documenté son ou ses plans, mais en omettant deux des éléments spécifiés à l'exigence E1.	L'entité responsable n'a pas documenté le ou les plans prescrits à l'exigence E1. OU L'entité responsable n'a pas mis en œuvre une partie de son ou ses plans prescrits à l'exigence E1, sauf en cas de *circonstances CIP exceptionnelles*.

D. Différences régionales

Aucune

E. Documents connexes

Plan de mise en œuvre
Justification technique de la norme de fiabilité CIP-012-1
Guide d'application

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1		Mise en œuvre de l'Ordonnance 822 de la FERC	Nouvelle norme
1	16 août 2018	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	
1	23 janvier 2020	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme CIP-012-1 dans le dossier RM18-20-000;	

Annexe QC-CIP-012-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
CIP-012-1 — Cybersécurité — Communications entre centres de contrôle

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière

2. Numéro : Aucune disposition particulière

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

Installations

Dans le cadre de l'application de la norme CIP-012-1, la définition de *centre de contrôle* se lit comme suit : Une ou plusieurs installations (y compris les centres informatiques connexes) qui hébergent un personnel d'exploitation qui surveille et contrôle le *réseau de transport principal* (*RTP*) en temps réel afin d'effectuer les tâches de fiabilité de : 1) un *coordonnateur de la fiabilité* ; 2) un *responsable de l'équilibrage* ; 3) un *exploitant de réseau de transport* pour des *installations* de transport à deux endroits ou plus ; 4) un *exploitant d'installation de production* pour des *installations* de production à deux endroits ou plus.

4.2. Exemptions :

Aucune disposition particulière

5. Dates d'entrée en vigueur au Québec :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie :	8 avril 2022
5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie :	8 avril 2022
5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec :	1er juillet 2024

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité à la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Programme de surveillance de la conformité

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	8 avril 2022	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2022-048	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Cybersécurité – Gestion des risques dans la chaîne d'approvisionnement

2. **Numéro :** CIP-013-2

3. **Objet :** Atténuer les risques de cybersécurité susceptibles de menacer la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (*BES*) en établissant des contrôles de sécurité axés sur la gestion des risques dans la chaîne d'approvisionnement des *systèmes électroniques BES*.

4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles : Dans le contexte de la présente norme, les entités fonctionnelles indiquées ci-après sont appelées collectivement « entités responsables ». Si certaines exigences visent plus spécifiquement une entité fonctionnelle ou un sous-ensemble d'entités fonctionnelles, la ou les entités fonctionnelles sont précisées explicitement.

4.1.1. ***Responsable de l'équilibrage***

4.1.2. ***Distributeur*** qui possède un ou plusieurs des systèmes, *installations* et équipements suivants pour la protection ou la remise en charge du *BES* :

4.1.2.1. Système de délestage de *charge* en sous-fréquence (DSF) ou en sous-tension (DST) qui :

4.1.2.1.1. fait partie d'un programme de délestage de *charge* visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale* ; et

4.1.2.1.2. effectue des délestages automatiques de *charge* de 300 MW ou plus sous la commande d'un système commun détenu par l'entité responsable, sans intervention humaine.

4.1.2.2. *Automatisme de réseau* (*RAS*) visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.1.2.3. *Système de protection* de réseau de *transport* (à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST) visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.1.3. ***Exploitant d'installation de production***

4.1.4. ***Propriétaire d'installation de production***

4.1.5. ***Coordonnateur de la fiabilité***

4.1.6. ***Exploitant de réseau de transport***

4.1.7. ***Propriétaire d'installation de transport***

4.2. ***Installations*** **:** Dans le contexte de la présente norme, les systèmes, *installations* et équipements suivants détenus par une entité responsable indiquée à la section 4.1 sont visés par les exigences. Si certaines exigences visent plus spécifiquement un type ou un sous-ensemble de systèmes, d'*installations* ou d'équipements, ceux-ci sont précisés explicitement.

4.2.1. ***Distributeur*** **:** Chacun des systèmes, *installations* et équipements suivants détenus par le *distributeur* pour la protection ou la remise en charge du *BES* :

4.2.1.1. Système de DSF ou de DST qui :

4.2.1.1.1. fait partie d'un programme de délestage de *charge* visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale* ; et

4.2.1.1.2. effectue des délestages de *charge* automatiques de 300 MW ou plus sous la commande d'un système commun détenu par l'entité responsable, sans intervention humaine.

4.2.1.2. *Automatisme de réseau* (*RAS*) visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.2.1.3. *Système de protection* de réseau de *transport* (à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST) visé par une ou plusieurs exigences d'une *norme de fiabilité* de la NERC ou de l'*entité régionale*.

4.2.1.4. *Chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des prochains groupes de production à démarrer.

4.2.2. **Entités responsables indiquées en 4.1, sauf les *distributeurs* :** Toutes les *installations* du *BES*.

4.2.3. **Exemptions :** Sont exemptés de la norme CIP-013-2 :

4.2.3.1. Les *actifs électroniques* aux *installations* réglementées par la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

4.2.3.2. Les *actifs électroniques* associés aux réseaux de communication et aux liaisons d'échange de données entre *périmètres de sécurité électronique* (*ESP*) distincts.

4.2.3.3. Les systèmes, structures et composants régis par la U.S. Nuclear Regulatory Commission en vertu d'un plan de cybersécurité conforme au règlement CFR 10, section 73.54.

4.2.3.4. Dans le cas des *distributeurs*, les systèmes et les équipements non mentionnés à la section 4.2.1 ci-dessus.

4.2.3.5. Les entités responsables qui ont déterminé n'avoir aucun *système électronique BES* classé dans les catégories « impact élevé » ou « impact moyen » selon le processus d'inventaire et de catégorisation de la norme CIP-002 ou toute version postérieure.

5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre du projet 2019-03.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque entité responsable doit établir un ou des plans documentés de gestion des risques de cybersécurité dans la chaîne d'approvisionnement pour les *systèmes électroniques BES* à impact moyen ou élevé ainsi que les *systèmes de contrôle ou de surveillance des accès électroniques* (*EACMS*) et les *systèmes de contrôle des accès physiques* (*PACS*) associés. Ce ou ces plans doivent comprendre les éléments suivants :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

1.1. Un ou des processus utilisés dans la planification de l'acquisition de *systèmes électroniques BES* ainsi que des *EACMS* et des *PACS* associés afin de déterminer et d'évaluer les risques de cybersécurité pour le *BES* liés aux produits ou services de fournisseurs, résultant : i) de l'acquisition et de l'installation d'équipements et de logiciels de fournisseurs ; et ii) d'une transition entre fournisseurs.

1.2. Un ou des processus utilisés dans l'acquisition de *systèmes électroniques BES* ainsi que des *EACMS* et des *PACS* associés, qui prévoient les mesures suivantes, selon le cas :

1.2.1. la notification par le fournisseur des incidents constatés par celui-ci relativement aux produits ou services livrés à l'entité responsable et qui présentent pour celle-ci un risque de cybersécurité ;

1.2.2. la coordination des réponses aux incidents constatés par le fournisseur relativement aux produits ou services livrés à l'entité responsable et qui présentent pour celle-ci un risque de cybersécurité ;

1.2.3. la notification par le fournisseur lorsqu'il n'y a plus lieu d'accorder à ses représentants un accès distant ou local ;

1.2.4. la divulgation par le fournisseur de vulnérabilités connues touchant des produits ou services livrés à l'entité responsable ;

1.2.5. la vérification de l'intégrité et de l'authenticité de tous les logiciels et correctifs livrés par le fournisseur et destinés à un *système électronique BES* ainsi qu'aux *EACMS* et aux *PACS* associés; et

1.2.6. la coordination des contrôles visant les accès distants commandés par un fournisseur.

M1. Les pièces justificatives doivent comprendre un ou des plans documentés de gestion des risques de cybersécurité dans la chaîne d'approvisionnement, conformément à l'exigence.

E2. Chaque entité responsable doit mettre en œuvre le ou les plans de gestion des risques de cybersécurité dans la chaîne d'approvisionnement prescrits à l'exigence E1.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

Remarque : La mise en œuvre d'un plan n'oblige pas l'entité responsable à renégocier ou à résilier des contrats existants (y compris les modifications aux ententes-cadres ou les bons de commande). En outre, l'exigence E2 ne s'étend pas : 1) aux modalités mêmes d'un contrat d'approvisionnement ; et 2) à l'exécution et au respect du contrat par le fournisseur.

M2. Les pièces justificatives doivent comprendre une documentation attestant la mise en œuvre du ou des plans de gestion des risques de cybersécurité dans la chaîne d'approvisionnement. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents de correspondance, de politique ou de travail témoignant de l'utilisation de tels plans.

E3. Chaque entité responsable doit réexaminer et faire approuver par le *cadre supérieur CIP* ou son délégataire, au moins une fois tous les 15 mois civils, le ou les plans de gestion des risques de cybersécurité dans la chaîne d'approvisionnement prescrits à l'exigence E1.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M3. Les pièces justificatives doivent comprendre le ou les plans datés de gestion des risques de cybersécurité dans la chaîne d'approvisionnement approuvés par le *cadre supérieur CIP* ou son délégataire ainsi que des pièces justificatives supplémentaires attestant le réexamen de ce ou ces plans. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents de politique, historique de révisions, dossiers de réexamen ou preuves de flux de travail provenant d'un système de gestion documentaire attestant que chaque plan de gestion des risques de cybersécurité dans la chaîne d'approvisionnement a fait l'objet d'un réexamen au moins une fois tous les 15 mois civils, ainsi que l'approbation documentée par le *cadre supérieur CIP* ou son délégataire.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

Chaque entité responsable doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

- Chaque entité responsable doit conserver des pièces justificatives pour chaque exigence de la présente norme pendant trois années civiles.
- Si une entité responsable est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

- Le *CEA* doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la *norme de fiabilité*.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.	L'entité responsable a établi un ou des plans documentés de gestion des risques de cybersécurité dans la chaîne d'approvisionnement, qui comprennent un ou des processus utilisés dans la planification de l'acquisition de *systèmes électroniques BES* ainsi que des *EACMS* et des *PACS* associés afin de déterminer et d'évaluer les risques de cybersécurité pour le *BES* conformément à l'alinéa 1.1, et comprenant un ou des processus utilisés dans l'acquisition de *systèmes électroniques BES* ainsi que des *EACMS* et des *PACS* associés conformément à l'alinéa 1.2, mais ce ou ces plans omettent une des prescriptions des alinéas 1.2.1 à 1.2.6.	L'entité responsable a établi un ou des plans documentés de gestion des risques de cybersécurité dans la chaîne d'approvisionnement, qui comprennent un ou des processus utilisés dans la planification de l'acquisition de *systèmes électroniques BES* ainsi que des *EACMS* et des *PACS* associés afin de déterminer et d'évaluer les risques de cybersécurité pour le *BES* conformément à l'alinéa 1.1, et comprenant un ou des processus utilisés dans l'acquisition de *systèmes électroniques BES* ainsi que des *EACMS* et des *PACS* associés conformément à l'alinéa 1.2, mais ce ou ces plans omettent au moins deux des prescriptions des alinéas 1.2.1 à 1.2.6.	L'entité responsable a établi un ou des plans documentés de gestion des risques de cybersécurité dans la chaîne d'approvisionnement, mais ce ou ces plans ne comprennent pas de processus utilisé dans la planification de l'acquisition de *systèmes électroniques BES* ainsi que des *EACMS* et des *PACS* associés afin de déterminer et d'évaluer les risques de cybersécurité pour le *BES* conformément à l'alinéa 1.1, ou ne comprennent pas de processus utilisé dans l'acquisition de *systèmes électroniques BES* ainsi que des *EACMS* et des *PACS* associés conformément à l'alinéa 1.2.	L'entité responsable a établi un ou des plans documentés de gestion des risques de cybersécurité dans la chaîne d'approvisionnement, mais ce ou ces plans ne comprennent pas de processus utilisé dans la planification de l'acquisition de *systèmes électroniques BES* ainsi que des *EACMS* et des *PACS* associés afin de déterminer et d'évaluer les risques de cybersécurité pour le *BES* conformément à l'alinéa 1.1, et ne comprennent pas non plus de processus utilisé dans l'acquisition de *systèmes électroniques BES* ainsi que des *EACMS* et des *PACS* associés conformément à l'alinéa 1.2. OU L'entité responsable n'a établi aucun plan documenté de gestion des risques de cybersécurité dans la chaîne d'approvisionnement, en contravention avec l'exigence.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2.	L'entité responsable a mis en œuvre son ou ses plans documentés de gestion des risques de cybersécurité dans la chaîne d'approvisionnement, comprenant un ou des processus utilisés dans la planification de l'acquisition de *systèmes électroniques BES* ainsi que des *EACMS* et des *PACS* associés afin de déterminer et d'évaluer les risques de cybersécurité pour le *BES* conformément à l'alinéa 1.1 de l'exigence E1, et comprenant un ou des processus utilisés dans l'acquisition de *systèmes électroniques BES* ainsi que des *EACMS* et des *PACS* associés conformément à l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, mais cette mise en œuvre a omis une des prescriptions des alinéas 1.2.1 à 1.2.6.	L'entité responsable a mis en œuvre son ou ses plans documentés de gestion des risques de cybersécurité dans la chaîne d'approvisionnement, comprenant un ou des processus utilisés dans la planification de l'acquisition de *systèmes électroniques BES* ainsi que des *EACMS* et des *PACS* associés afin de déterminer et d'évaluer les risques de cybersécurité pour le *BES* conformément à l'alinéa 1.1 de l'exigence E1, et comprenant un ou des processus utilisés dans l'acquisition de *systèmes électroniques BES* ainsi que des *EACMS* et des *PACS* associés conformément à l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, mais cette mise en œuvre a omis au moins deux des prescriptions des alinéas 1.2.1 à 1.2.6.	L'entité responsable a mis en œuvre son ou ses plans documentés de gestion des risques de cybersécurité dans la chaîne d'approvisionnement, mais sans mettre en œuvre un ou des processus utilisés dans la planification de l'acquisition de *systèmes électroniques BES* ainsi que des *EACMS* et des *PACS* associés afin de déterminer et d'évaluer les risques de cybersécurité pour le *BES* conformément à l'alinéa 1.1 de l'exigence E1, ou sans mettre en œuvre un ou des processus utilisés dans l'acquisition de *systèmes électroniques BES* ainsi que des *EACMS* et des *PACS* associés conformément à l'alinéa 1.2 de l'exigence E1.	L'entité responsable a mis en œuvre son ou ses plans documentés de gestion des risques de cybersécurité dans la chaîne d'approvisionnement, mais sans mettre en œuvre un ou des processus utilisés dans la planification de l'acquisition de *systèmes électroniques BES* ainsi que des *EACMS* et des *PACS* associés afin de déterminer et d'évaluer les risques de cybersécurité pour le *BES* conformément à l'alinéa 1.1 de l'exigence E1, et sans non plus mettre en œuvre un ou des processus utilisés dans l'acquisition de *systèmes électroniques BES* ainsi que des *EACMS* et des *PACS* associés conformément à l'alinéa 1.2 de l'exigence E1. OU L'entité responsable n'a mis en œuvre aucun plan documenté de gestion des risques de cybersécurité dans la chaîne d'approvisionnement, en contravention avec l'exigence.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3.	L'entité responsable a réexaminé et fait approuver par le *cadre supérieur CIP* ou son délégataire son ou ses plans de gestion des risques de cybersécurité dans la chaîne d'approvisionnement, mais dans un délai de plus de 15 mois civils et d'au plus 16 mois civils suivant le réexamen précédent.	L'entité responsable a réexaminé et fait approuver par le *cadre supérieur CIP* ou son délégataire son ou ses plans de gestion des risques de cybersécurité dans la chaîne d'approvisionnement, mais dans un délai de plus de 16 mois civils et d'au plus 17 mois civils suivant le réexamen précédent.	L'entité responsable a réexaminé et fait approuver par le *cadre supérieur CIP* ou son délégataire son ou ses plans de gestion des risques de cybersécurité dans la chaîne d'approvisionnement, mais dans un délai de plus de 17 mois civils et d'au plus 18 mois civils suivant le réexamen précédent.	L'entité responsable n'a pas réexaminé et fait approuver par le *cadre supérieur CIP* ou son délégataire son ou ses plans de gestion des risques de cybersécurité dans la chaîne d'approvisionnement dans un délai de 18 mois civils suivant le réexamen précédent.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

- Plan de mise en œuvre du projet 2019-03.
- Justification technique de la norme CIP-013-2.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	20 juillet 2017	Mise en œuvre de l'Ordonnance 829 de la FERC.	
1	10 août 2017	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	
1	18 octobre 2018	Ordonnance de la FERC approuvant la norme CIP-013-1. Dossier RM17-13-000.	
2	1er août 2019	Modifications visant à répondre à certaines prescriptions de l'Ordonnance 850 de la FERC.	Révision
2	5 novembre 2020	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	
2	18 mars 2021	Lettre d'ordonnance RD21-2-000 de la FERC approuvant la *norme de fiabilité* CIP-013-2.	
2	1er octobre 2022	Date d'entrée en vigueur.	

Annexe CIP-013-2-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme

CIP-013-2 – Cybersécurité — Gestion des risques dans la chaîne d'approvisionnement

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière.

4.2. Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP) et aux installations spécifiées pour le *distributeur*. Dans l'application de cette norme, toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « BES » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « RTP » respectivement.

Exemptions additionnelles

Sont exemptés de l'application de la présente norme :

- Toute installation de production qui répond aux deux conditions suivantes : (1) la puissance nominale de l'installation est de 300 MVA ou moins et (2) aucun groupe de l'installation ne peut être synchronisé avec un réseau voisin.
- Postes élévateurs des installations de production identifiées au point précédent.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1.	Adoption de la norme par la Régie de l'énergie :	11 février 2022
5.2.	Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie :	11 février 2022
5.3.	Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec :	1er octobre 2023

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	11 février 2022	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2022-021.	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** **Sécurité physique**

2. **Numéro :** **CIP-014-3**

3. **Objet :** Désigner et protéger les postes de *transport* et les centres de contrôle principaux connexes qui, s'ils devenaient inopérants ou étaient endommagés par suite d'une attaque physique, pourraient entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*.

4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1 *Propriétaire d'installation de transport* ayant un poste de *transport* qui répond à un des critères suivants :

4.1.1.1 *Installations* de *transport* exploitées à 500 kV ou plus. Aux fins de ce critère, le jeu de barres collectrices d'une centrale n'est pas considéré comme une *installation* de *transport*, mais comme une partie de l'*installation* de raccordement de la production.

4.1.1.2 *Installations* de *transport* exploitées entre 200 et 499 kV dans un seul et même poste, celui-ci étant raccordé à 200 kV ou plus à au moins trois autres postes de *transport* et ayant une « valeur pondérée combinée » de plus de 3 000 selon le tableau ci-dessous. La « valeur pondérée combinée » d'un poste est la somme des « valeurs pondérées par ligne » respectives, indiquées au tableau, des *lignes de transport* d'arrivée et de départ qui font partie du *BES* et qui relient ce poste à un autre poste de *transport*. Aux fins de ce critère, le jeu de barres collectrices d'une centrale n'est pas considéré comme une *installation* de *transport*, mais comme une partie de l'*installation* de raccordement de la production.

Valeur de tension d'une ligne	Valeur pondérée par ligne
Moins de 200 kV (sans objet)	(Sans objet)
200 à 299 kV	700
300 à 499 kV	1300
500 kV et plus	0

4.1.1.3 *Installations* de *transport* d'un même poste, désignées par leur *coordonnateur de la fiabilité*, leur *responsable de la planification* ou leur *planificateur de réseau de transport* comme déterminantes dans le calcul des *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (*IROL*) et des contingences qui y sont associées.

4.1.1.4 *Installations* de *transport* désignées comme essentielles pour respecter les *exigences relatives à l'interface de centrale nucléaire*.

4.1.2 *Exploitant de réseau de transport.*

Exemptions : La présente norme ne s'applique pas aux *installations* situées dans une « zone protégée », selon la définition de la section 73.2 du titre 10 du *Code of Federal Regulations*, et visées par un plan de sécurité approuvé ou accepté par la U.S. Nuclear Regulatory Commission, non plus qu'aux *installations* visées par un plan de sécurité approuvé ou accepté par la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

5. Date d'entrée en vigueur :

Voir le plan de mise en œuvre pour la CIP-014-2.

6. Contexte :

La présente *norme de fiabilité* répond aux prescriptions de l'Ordonnance de la FERC du 7 mars 2014, *Reliability Standards for Physical Security Measures, 146 FERC ¶61,166 (2014)*, qui demande à la NERC d'établir une ou des normes de fiabilité relatives à la sécurité physique afin que soient désignées et protégées les installations qui, si elles devenaient inopérantes ou étaient endommagées, pourraient entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit effectuer une évaluation des risques initiale ainsi que des évaluations des risques subséquentes pour ses postes de *transport* (existants ou devant entrer en service dans les 24 mois suivants) qui répondent aux critères de l'alinéa 4.1.1 de la section Applicabilité. Les évaluations des risques initiale et subséquentes doivent consister en des analyses du réseau de transport visant à désigner les postes de *transport* qui, s'ils devenaient inopérants ou étaient endommagés, pourraient entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*.
[Facteur de risque de non-conformité (VRF) : élevé] [Horizon : planification à long terme]

1.1. Les évaluations des risques subséquentes doivent être effectuées :

- au moins une fois tous les 30 mois civils pour un *propriétaire d'installation de transport* dont l'évaluation des risques précédente (après vérification selon l'exigence E2) a désigné un ou plusieurs postes de *transport* qui, s'ils devenaient inopérants ou étaient endommagés, pourraient entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion* ; ou
- au moins une fois tous les 60 mois civils pour un *propriétaire d'installation de transport* dont l'évaluation des risques précédente (après vérification selon l'exigence E2) n'a désigné aucun poste de *transport* qui, s'il devenait inopérant ou était endommagé, pourrait entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*.

1.2. Le *propriétaire d'installation de transport* doit également désigner le centre de contrôle principal qui exerce le contrôle opérationnel sur chaque poste de *transport* désigné dans l'évaluation des risques prescrite à l'exigence E1.

M1. Exemples non limitatifs de pièces justificatives adéquates : documentation datée (en version papier ou électronique) de l'évaluation des risques pour les postes de *transport* (existants et devant entrer en service dans les 24 mois suivants) qui répondent aux critères de l'alinéa 4.1.1 de la section Applicabilité de l'exigence E1. Autres exemples non limitatifs de pièces justificatives adéquates : documentation datée (en version papier ou électronique) de la désignation du centre de contrôle principal qui exerce le contrôle opérationnel sur chaque poste de *transport* désigné dans l'évaluation des risques, selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit faire vérifier par un tiers indépendant l'évaluation des risques effectuée selon l'exigence E1. Cette vérification peut avoir lieu pendant ou après l'évaluation en question.
[Facteur de risque de non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : planification à long terme]

2.1. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit mandater une entité vérificatrice indépendante, qui doit être :

- un *coordonnateur de la planification*, *planificateur de réseau de transport* ou *coordonnateur de la fiabilité* inscrit au registre ; ou
- une entité ayant de l'expérience en planification ou en analyse du transport de l'électricité.

2.2. L'entité vérificatrice indépendante doit vérifier l'évaluation des risques effectuée par le *propriétaire d'installation de transport* selon l'exigence E1, et peut recommander l'ajout ou le retrait de postes de *transport*. Le *propriétaire d'installation de transport* doit veiller à ce que la vérification soit terminée dans les 90 jours civils suivant la fin de l'évaluation effectuée selon l'exigence E1.

2.3. Si l'entité vérificatrice indépendante recommande au *propriétaire d'installation de transport* d'ajouter ou de retirer un ou plusieurs postes de *transport* dans la désignation effectuée selon l'exigence E1, le *propriétaire d'installation de transport* doit, dans les 60 jours civils suivant la fin de la vérification, pour chaque ajout ou retrait de poste de *transport* recommandé :

- modifier, conformément à la recommandation, la désignation effectuée selon l'exigence E1; ou
- documenter la justification technique de son refus d'apporter la modification recommandée.

2.4. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit adopter des procédures (ententes de non-divulgation, etc.) afin de protéger les informations sensibles ou confidentielles accessibles à l'entité vérificatrice indépendante, ainsi que de soustraire à la divulgation publique toute information sensible ou confidentielle produite dans le cadre de l'application de la présente *norme de fiabilité*.

M2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives adéquates : documentation datée (en version papier ou électronique) attestant que le *propriétaire d'installation de transport* a fait vérifier par un tiers indépendant l'évaluation effectuée selon l'exigence E1 et qu'il a respecté toutes les dispositions applicables de l'exigence E2, y compris, le cas échéant, la documentation de son refus de modifier la désignation selon l'alinéa 2.3. Autres exemples non limitatifs de pièces justificatives adéquates : documentation (en version papier ou électronique) des procédures visant à protéger l'information selon l'alinéa 2.4.

E3. Pour tout centre de contrôle principal désigné par le *propriétaire d'installation de transport*, selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, a) comme exerçant le contrôle opérationnel sur un poste de *transport* désigné et vérifié selon l'exigence E2, mais b) comme n'étant pas sous le contrôle opérationnel du *propriétaire d'installation de transport*, ce dernier doit, dans les sept jours civils suivant la fin de la vérification selon l'exigence E2, aviser l'*exploitant de réseau de transport* qui exerce le contrôle opérationnel sur le centre de contrôle principal en question pour lui signaler la désignation du poste et la date de fin de la vérification selon l'exigence E2. *[Facteur de risque de non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]*

3.1. Si un poste de *transport* désigné selon l'exigence E1 et confirmé selon l'exigence E2 se voit retirer sa désignation lors d'une évaluation des risques subséquente effectuée selon l'exigence E1 ou d'une vérification de celle-ci selon l'exigence E2, le *propriétaire d'installation de transport* doit, dans les sept jours civils suivant l'évaluation ou la vérification en cause, aviser de ce retrait l'*exploitant de réseau de transport* qui exerce le contrôle opérationnel sur le centre de contrôle principal.

M3. Exemples non limitatifs de pièces justificatives adéquates : notifications ou communications datées (en version papier ou électronique) attestant que le *propriétaire d'installation de transport* a avisé chaque *exploitant de réseau de transport*, selon le cas, conformément à l'exigence E3.

E4. Chaque *propriétaire d'installation de transport* qui a désigné un poste de *transport* ou un centre de contrôle principal selon l'exigence E1 et qui a fait vérifier cette désignation selon l'exigence E2, ainsi que chaque *exploitant de réseau de transport* avisé par un *propriétaire d'installation de transport* selon l'exigence E3, doit effectuer une évaluation des menaces potentielles d'attaque physique et des vulnérabilités à de telles attaques pour chacun de leurs postes de *transport* et centres de contrôle principaux désignés selon l'exigence E1 et vérifiés selon l'exigence E2. Cette évaluation doit porter sur les éléments suivants :
[Facteur de risque de non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation et planification à long terme]

4.1. caractéristiques particulières des postes de *transport* et centres de contrôle principaux désignés et vérifiés ;

4.2. historique des attaques d'installations semblables, avec prise en compte de la fréquence, de la proximité géographique et de la gravité des incidents de sécurité physique antérieurs ; et

4.3. renseignements ou menaces transmis notamment par les autorités policières, l'organisation de fiabilité du service d'électricité (ERO), l'Electricity Sector Information Sharing and Analysis Center (ES-ISAC), des agences fédérales des États-Unis ou des organismes publics du Canada, ou leurs remplaçants éventuels.

M4. Exemples non limitatifs de pièces justificatives adéquates : documentation datée (en version papier ou électronique) attestant que le *propriétaire d'installation de transport* ou l'*exploitant de réseau de transport* a effectué une évaluation des menaces potentielles et vulnérabilités pour son ou ses postes de *transport* et centres de contrôle principaux visés, selon l'exigence E4.

E5. Chaque *propriétaire d'installation de transport* qui a désigné un poste de *transport* ou un centre de contrôle principal selon l'exigence E1 et qui a fait vérifier cette désignation selon l'exigence E2, ainsi que chaque *exploitant de réseau de transport* avisé par un *propriétaire d'installation de transport* selon l'exigence E3, doivent élaborer et mettre en place un ou des plans de sécurité physique documentés pour leurs postes de *transport* et centres de contrôle principaux visés. Chaque plan de sécurité physique doit être préparé dans les 120 jours civils suivant la fin de la vérification selon l'exigence E2, et être mis en place dans les délais prescrits dans ce plan. Chaque plan de sécurité physique doit comporter les éléments suivants:
[Facteur de risque de non-conformité (VRF) : élevé] [Horizon : planification à long terme]

5.1. mesures de résilience ou de sécurité conçues collectivement pour prévenir, détecter, retarder, évaluer, communiquer et contrer les menaces et vulnérabilités physiques potentielles inventoriées selon l'exigence E4 ;

5.2. informations de contact des autorités policières et de coordination avec celles-ci ;

5.3. délais d'exécution des mesures de renforcement de la sécurité physique et autres modifications énoncées dans le plan de sécurité physique ;

5.4. dispositions prévoyant un suivi de l'évolution des menaces physiques pour les postes de *transport* ou les centres de contrôle principaux, ainsi que des mesures de sécurité correspondantes.

M5. Exemples non limitatifs de pièces justificatives adéquates : documentation datée (en version papier ou électronique) attestant qu'un plan de sécurité physique conforme à l'exigence E5 a été élaboré pour chacun des postes de *transport* et centres de contrôle principaux désignés et vérifiés, et une pièce justificative supplémentaire attestant la mise en place du plan de sécurité physique dans les délais qui y sont prescrits.

E6. Chaque *propriétaire d'installation de transport* qui a désigné un poste de *transport* ou un centre de contrôle principal selon l'exigence E1 et qui a fait vérifier cette désignation selon l'exigence E2, ainsi que chaque *exploitant de réseau de transport* avisé par un *propriétaire d'installation de transport* selon l'exigence E3, doivent faire examiner par un tiers indépendant l'évaluation effectuée selon l'exigence E4 et le ou les plans de sécurité élaborés selon l'exigence E5. Cet examen peut avoir lieu pendant ou après l'évaluation effectuée selon l'exigence E4 et l'élaboration du ou des plans de sécurité selon l'exigence E5.
[Facteur de risque de non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : planification à long terme]

6.1. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *exploitant de réseau de transport* visé doit mandater une entité examinatrice indépendante, qui doit être :

- une entité ou organisation ayant de l'expérience en matière de sécurité physique dans l'industrie électrique, et dont le personnel d'examen compte au moins un titulaire de certification CPP (Certified Protection Professional) ou PSP (Physical Security Professional) ;
- une entité ou organisation agréée par l'organisation de fiabilité du service d'électricité (ERO) ;
- un organisme gouvernemental ayant de l'expertise en sécurité physique ; ou
- une entité ou organisation ayant une expertise confirmée en sécurité physique dans un cadre policier, gouvernemental ou militaire.

6.2. Le *propriétaire d'installation de transport* ou l'*exploitant de réseau de transport* doit veiller à ce que l'entité examinatrice ait terminé son examen dans les 90 jours civils suivant la fin de l'élaboration du ou des plans de sécurité selon l'exigence E5. L'examen peut facultativement recommander des changements à l'évaluation effectuée selon l'exigence E4 ou aux plans de sécurité élaborés selon l'exigence E5.

6.3. Si l'entité examinatrice recommande des changements à l'évaluation effectuée selon l'exigence E4 ou aux plans de sécurité élaborés selon l'exigence E5, le *propriétaire d'installation de transport* ou l'*exploitant de réseau de transport* doit, dans les 60 jours civils suivant la fin de l'examen par l'entité examinatrice, pour chaque recommandation :

- modifier son évaluation ou son plan de sécurité selon la recommandation ; ou
- documenter les raisons qui motivent son refus d'apporter la modification demandée.

6.4. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *exploitant de réseau de transport* doit adopter des procédures (ententes de non-divulgation, etc.) afin de protéger les informations sensibles ou confidentielles accessibles à l'entité examinatrice indépendante, ainsi que de soustraire à la divulgation publique toute information sensible ou confidentielle produite dans le cadre de l'application de la présente *norme de fiabilité*.

M6. Exemples non limitatifs de pièces justificatifs adéquates : documentation (en version papier ou électronique) attestant que le *propriétaire d'installation de transport* ou l'*exploitant de réseau de transport* a fait examiner par un tiers indépendant, selon l'exigence E6, l'évaluation effectuée selon l'exigence E4 et le ou les plans de sécurité élaborés selon l'exigence E5, y compris, le cas échéant, la documentation de son refus de modifier l'évaluation ou le ou les plans de sécurité selon l'alinéa 6.3. Autres exemples non limitatifs de pièces justificatives adéquates : documentation (en version papier ou électronique) des procédures visant à protéger l'information selon l'alinéa 6.4.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux *normes de fiabilité* de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives pendant une visite sur place afin d'attester sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Le *propriétaire d'installation de transport* et l'*exploitant de réseau de transport* doivent conserver les données ou les pièces justificatives suivantes attestant la conformité, à moins que leur *CEA* leur ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certains éléments de pièces justificatives plus longtemps.

Les entités responsables doivent conserver les pièces justificatives documentaires pendant trois ans.

Si une entité responsable est jugée non conforme à une exigence, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *CEA* doit conserver les derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite, sous réserve des exigences de confidentialité de la section 1500 des règles de procédure de la NERC et des dispositions de la section 1.4 ci-après.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquêtes sur les non-conformités

Déclarations volontaires

Plaintes

2. Tableau des éléments de conformité

	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (CIP-014-3)			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E1	**Planification à long terme**	**Élevé**	Le *propriétaire d'installation de transport* a effectué une évaluation des risques initiale, mais avec un retard d'au plus deux mois civils par rapport à la date prescrite pour cette évaluation dans le plan de mise en œuvre. OU Le *propriétaire d'installation de transport* dont l'évaluation des risques précédente a désigné un ou plusieurs postes de *transport* qui, s'ils devenaient inopérants ou étaient endommagés, pourraient entraîner une instabilité, une	Le *propriétaire d'installation de transport* a effectué une évaluation des risques initiale, mais avec un retard de plus de deux mois civils et d'au plus quatre mois civils par rapport à la date prescrite pour cette évaluation dans le plan de mise en œuvre. OU Le *propriétaire d'installation de transport* dont l'évaluation des risques précédente a désigné un ou plusieurs postes de *transport* qui, s'ils devenaient inopérants ou étaient endommagés,	Le *propriétaire d'installation de transport* a effectué une évaluation des risques initiale, mais avec un retard de plus de quatre mois civils et d'au plus six mois civils par rapport à la date prescrite pour cette évaluation dans le plan de mise en œuvre. OU Le *propriétaire d'installation de transport* dont l'évaluation des risques précédente a désigné un ou plusieurs postes de *transport* qui, s'ils devenaient inopérants ou étaient endommagés, pourraient entraîner	Le *propriétaire d'installation de transport* a effectué une évaluation des risques initiale, mais avec un retard de plus de six mois civils par rapport à la date prescrite pour cette évaluation dans le plan de mise en œuvre. OU Le *propriétaire d'installation de transport* n'a pas effectué une évaluation des risques initiale. OU Le *propriétaire d'installation de transport* dont l'évaluation des risques précédente a

	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (CIP-014-3)			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
			séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*, a effectué une évaluation des risques subséquente dans un délai de plus de 30 mois civils et d'au plus 32 mois civils. OU Le *propriétaire d'installation de transport* dont l'évaluation des risques précédente n'a désigné aucun poste de *transport* qui, s'il devenait inopérant ou était endommagé, pourrait entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*, a effectué une	pourraient entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*, a effectué une évaluation des risques subséquente dans un délai de plus de 32 mois civils et d'au plus 34 mois civils. OU Le *propriétaire d'installation de transport* dont l'évaluation des risques précédente n'a désigné aucun poste de *transport* qui, s'il devenait inopérant ou était endommagé, pourrait entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une	une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*, a effectué une évaluation des risques subséquente dans un délai de plus de 34 mois civils et d'au plus 36 mois civils. OU Le *propriétaire d'installation de transport* dont l'évaluation des risques précédente n'a désigné aucun poste de *transport* qui, s'il devenait inopérant ou était endommagé, pourrait entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*, a	désigné un ou plusieurs postes de *transport* qui, s'ils devenaient inopérants ou étaient endommagés, pourraient entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*, a effectué une évaluation des risques subséquente dans un délai de plus de 36 mois civils. OU Le *propriétaire d'installation de transport* dont l'évaluation des risques précédente a désigné un ou plusieurs postes de *transport* qui, s'ils devenaient inopérants

	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (CIP-014-3)			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
			évaluation des risques subséquente dans un délai de plus de 60 mois civils et d'au plus 62 mois civils.	*Interconnexion*, a effectué une évaluation des risques subséquente dans un délai de plus de 62 mois civils et d'au plus 64 mois civils.	effectué une évaluation des risques subséquente dans un délai de plus de 64 mois civils et d'au plus 66 mois civils. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a effectué une évaluation des risques, mais en omettant l'alinéa 1.2.	ou étaient endommagés, pourraient entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*, n'a pas effectué d'évaluation des risques subséquente. OU Le *propriétaire d'installation de transport* dont l'évaluation des risques précédente n'a désigné aucun poste de *transport* qui, s'il devenait inopérant ou était endommagé, pourrait entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*, a

	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (CIP-014-3)			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
						effectué une évaluation des risques subséquente dans un délai de plus de 66 mois civils. OU Le *propriétaire d'installation de transport* dont l'évaluation des risques précédente n'a désigné aucun poste de *transport* qui, s'il devenait inopérant ou était endommagé, pourrait entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*, n'a pas effectué d'évaluation des risques subséquente.
E2	**Planification à long terme**	**Moyen**	Le *propriétaire d'installation de*	Le *propriétaire d'installation de*	Le *propriétaire d'installation de*	Le *propriétaire d'installation de*

	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (CIP-014-3)			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
			transport a fait vérifier par un tiers indépendant l'évaluation des risques effectuée selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 90 jours civils et d'au plus 100 jours civils suivant la fin de cette évaluation. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a fait vérifier par un tiers indépendant l'évaluation des risques effectuée selon l'exigence E1 et a modifié sa désignation découlant de l'exigence E1 ou documenté la justification technique de son refus de le faire, selon l'alinéa 2.3,	*transport* a fait vérifier par un tiers indépendant l'évaluation des risques effectuée selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 100 jours civils et d'au plus 110 jours civils suivant la fin de cette évaluation. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a fait vérifier par un tiers indépendant l'évaluation des risques effectuée selon l'exigence E1 et a modifié sa désignation découlant de l'exigence E1 ou documenté la justification technique de son refus de le faire, selon l'alinéa 2.3,	*transport* a fait vérifier par un tiers indépendant l'évaluation des risques effectuée selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 110 jours civils et d'au plus 120 jours civils suivant la fin de cette évaluation. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a fait vérifier par un tiers indépendant l'évaluation des risques effectuée selon l'exigence E1 et a modifié sa désignation découlant de l'exigence E1 ou documenté la justification technique de son refus de le faire, selon l'alinéa 2.3,	*transport* a fait vérifier par un tiers indépendant l'évaluation des risques effectuée selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 120 jours civils suivant la fin de cette évaluation. OU Le *propriétaire d'installation de transport* n'a pas fait vérifier par un tiers indépendant l'évaluation des risques effectuée selon l'exigence E1. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a fait vérifier par un tiers indépendant l'évaluation des

	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (CIP-014-3)			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
			mais dans un délai de plus de 60 jours civils et d'au plus 70 jours civils suivant la fin de la vérification.	mais dans un délai de plus de 70 jours civils et d'au plus 80 jours civils suivant la fin de la vérification.	mais dans un délai de plus de 80 jours civils suivant la fin de la vérification. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a fait vérifier par un tiers indépendant l'évaluation des risques effectuée selon l'exigence E1, mais n'a ni modifié sa désignation découlant de l'exigence E1, ni documenté la justification technique de son refus de le faire, selon l'alinéa 2.3.	risques effectuée selon l'exigence E1, mais n'a pas adopté de procédures de protection des informations conformément à l'alinéa 2.4.
E3	**Planification à long terme**	**Faible**	Le *propriétaire d'installation de transport* a avisé conformément à l'exigence E3 un *exploitant de réseau de*	Le *propriétaire d'installation de transport* a avisé conformément à l'exigence E3 un *exploitant de réseau de*	Le *propriétaire d'installation de transport* a avisé conformément à l'exigence E3 un *exploitant de réseau de*	Le *propriétaire d'installation de transport* a avisé conformément à l'exigence E3 un *exploitant de réseau de*

	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (CIP-014-3)			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
			transport qui exploite un centre de contrôle principal, mais dans un délai de plus de 7 jours civils et d'au plus 9 jours civils suivant la fin de la vérification selon l'exigence E2. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a avisé l'*exploitant de réseau de transport* qui exploite un centre de contrôle principal pour lui signaler son retrait dans la désignation selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 7 jours civils et d'au plus 9 jours civils suivant la fin de l'évaluation ou de la vérification en cause.	*transport* qui exploite un centre de contrôle principal, mais dans un délai de plus de 9 jours civils et d'au plus 11 jours civils suivant la fin de la vérification selon l'exigence E2. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a avisé l'*exploitant de réseau de transport* qui exploite un centre de contrôle principal pour lui signaler son retrait dans la désignation selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 9 jours civils et d'au plus 11 jours civils suivant la fin de l'évaluation ou de la vérification en cause.	*transport* qui exploite un centre de contrôle principal, mais dans un délai de plus de 11 jours civils et d'au plus 13 jours civils suivant la fin de la vérification selon l'exigence E2. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a avisé l'*exploitant de réseau de transport* qui exploite un centre de contrôle principal pour lui signaler son retrait dans la désignation selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 11 jours civils et d'au plus 13 jours civils suivant la fin de l'évaluation ou de la vérification en cause.	*transport* qui exploite un centre de contrôle principal, mais dans un délai de plus de 13 jours civils suivant la fin de la vérification selon l'exigence E2. OU Le *propriétaire d'installation de transport* n'a pas avisé un *exploitant de réseau de transport* qui exploite un centre de contrôle principal désigné selon l'exigence E1. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a avisé un *exploitant de réseau de transport* qui exploite un centre de contrôle principal pour lui signaler son retrait

	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (CIP-014-3)			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
						dans la désignation selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 13 jours civils suivant la fin de l'évaluation ou de la vérification en cause. OU Le *propriétaire d'installation de transport* n'a pas avisé un *exploitant de réseau de transport* qui exploite un centre de contrôle principal pour lui signaler son retrait dans la désignation selon l'exigence E1.
E4	**Planification de l'exploitation, planification à long terme**	**Moyen**	S. O.	L'entité responsable a effectué une évaluation des menaces potentielles d'attaque physique et des vulnérabilités à de telles attaques pour chacun de ses postes	L'entité responsable a effectué une évaluation des menaces potentielles d'attaque physique et des vulnérabilités à de telles attaques pour chacun de ses postes	L'entité responsable n'a pas effectué d'évaluation des menaces potentielles d'attaque physique et des vulnérabilités à de telles attaques pour chacun de ses postes

	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (CIP-014-3)			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
				de *transport* et centres de contrôle principaux désignés selon l'exigence E1, mais a omis un des alinéas 4.1 à 4.3 dans son évaluation.	de *transport* et centres de contrôle principaux désignés selon l'exigence E1, mais a omis deux des alinéas 4.1 à 4.3 dans son évaluation.	de *transport* et centres de contrôle principaux désignés selon l'exigence E1. OU L'entité responsable a effectué une évaluation des menaces potentielles d'attaque physique et des vulnérabilités à de telles attaques pour chacun de ses postes de *transport* et centres de contrôle principaux désignés selon l'exigence E1, mais a omis les alinéas 4.1 à 4.3 dans son évaluation.
E5	**Planification à long terme**	**Élevé**	L'entité responsable a élaboré et mis en place un ou des plans de sécurité physique documentés pour ses postes de *transport* et	L'entité responsable a élaboré et mis en place un ou des plans de sécurité physique documentés pour ses postes de *transport* et	L'entité responsable a élaboré et mis en place un ou des plans de sécurité physique documentés pour ses postes de *transport* et	L'entité responsable a élaboré et mis en place un ou des plans de sécurité physique documentés pour ses postes de *transport* et

	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (CIP-014-3)			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
			centres de contrôle principaux désignés selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 120 jours civils et d'au plus 130 jours civils suivant la fin de la vérification selon l'exigence E2. OU L'entité responsable a élaboré et mis en place un ou des plans de sécurité physique documentés pour ses postes de *transport* et centres de contrôle principaux désignés selon l'exigence E1 et vérifiés selon l'exigence E2, mais a omis un des alinéas 5.1 à 5.4 dans son ou ses plans.	centres de contrôle principaux désignés selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 130 jours civils et d'au plus 140 jours civils suivant la fin de la vérification selon l'exigence E2. OU L'entité responsable a élaboré et mis en place un ou des plans de sécurité physique documentés pour ses postes de *transport* et centres de contrôle principaux désignés selon l'exigence E1 et vérifiés selon l'exigence E2, mais a omis deux des alinéas 5.1 à 5.4 dans son ou ses plans.	centres de contrôle principaux désignés selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 140 jours civils et d'au plus 150 jours civils suivant la fin de la vérification selon l'exigence E2. OU L'entité responsable a élaboré et mis en place un ou des plans de sécurité physique documentés pour ses postes de *transport* et centres de contrôle principaux désignés selon l'exigence E1 et vérifiés selon l'exigence E2, mais a omis trois des alinéas 5.1 à 5.4 dans son ou ses plans.	centres de contrôle principaux désignés selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 150 jours civils suivant la fin de la vérification selon l'exigence E2. OU L'entité responsable n'a ni élaboré ni mis en place de plan de sécurité physique documenté pour ses postes de *transport* et centres de contrôle principaux désignés selon l'exigence E1 et vérifiés selon l'exigence E2. OU L'entité responsable a élaboré et mis en place un ou des plans de sécurité physique documentés pour ses

	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (CIP-014-3)			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
						postes de *transport* et centres de contrôle principaux désignés selon l'exigence E1 et vérifiés selon l'exigence E2, mais a omis les alinéas 5.1 à 5.4 dans son ou ses plans.
E6	**Planification à long terme**	**Moyen**	L'entité responsable a fait examiner par un tiers indépendant l'évaluation effectuée selon l'exigence E4 et le ou les plans de sécurité élaborés selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 90 jours civils et d'au plus 100 jours civils. OU L'entité responsable a fait examiner par un tiers indépendant l'évaluation effectuée	L'entité responsable a fait examiner par un tiers indépendant l'évaluation effectuée selon l'exigence E4 et le ou les plans de sécurité élaborés selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 100 jours civils et d'au plus 110 jours civils. OU L'entité responsable a fait examiner par un tiers indépendant l'évaluation effectuée	L'entité responsable a fait examiner par un tiers indépendant l'évaluation effectuée selon l'exigence E4 et le ou les plans de sécurité élaborés selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 110 jours civils et d'au plus 120 jours civils. OU L'entité responsable a fait examiner par un tiers indépendant l'évaluation effectuée	L'entité responsable n'a pas fait examiner par un tiers indépendant l'évaluation effectuée selon l'exigence E4 et le ou les plans de sécurité élaborés selon l'exigence E5, dans un délai de plus de 120 jours civils. OU L'entité responsable n'a pas fait examiner par un tiers indépendant l'évaluation effectuée

	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (CIP-014-3)			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
			selon l'exigence E4 et le ou les plans de sécurité élaborés selon l'exigence E5, et a modifié ce ou ces plans ou documenté les raisons de son refus de le faire, conformément à l'alinéa 6.3, mais dans un délai de plus de 60 jours civils et d'au plus 70 jours civils suivant la fin de l'examen par l'entité examinatrice.	selon l'exigence E4 et le ou les plans de sécurité élaborés selon l'exigence E5, et a modifié ce ou ces plans ou documenté les raisons de son refus de le faire, conformément à l'alinéa 6.3, mais dans un délai de plus de 70 jours civils et d'au plus 80 jours civils suivant la fin de l'examen par l'entité examinatrice.	selon l'exigence E4 et le ou les plans de sécurité élaborés selon l'exigence E5, et a modifié ce ou ces plans ou documenté les raisons de son refus de le faire, conformément à l'alinéa 6.3, mais dans un délai de plus de 80 jours civils suivant la fin de l'examen par l'entité examinatrice. OU L'entité responsable a fait examiner par un tiers indépendant l'évaluation effectuée selon l'exigence E4 et le ou les plans de sécurité élaborés selon l'exigence E5, mais n'a pas documenté les raisons de son refus de modifier ce ou ces	selon l'exigence E4 et le ou les plans de sécurité élaborés selon l'exigence E5. OU L'entité responsable a fait examiner par un tiers indépendant l'évaluation effectuée selon l'exigence E4 et le ou les plans de sécurité élaborés selon l'exigence E5, mais n'a pas adopté de procédures de protection des informations conformément à l'alinéa 6.4.

	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (CIP-014-3)			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
					plans, conformément à l'alinéa 6.3.	

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1er octobre 2015	Date d'entrée en vigueur	Nouveau
2	16 avril 2015	Revisée pour répondre à l'ordonnace 802 de la FERC pour enlevé le mot « étendue »	Révision
2	7 mai 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	
2	14 juillet 2015	Ordonnance de la FERC dans le dossier no. RD15-4-000 approuvant CIP-014-2	
3	19 janvier 2022	Revisée pour retirer l'alinéa 1.4 de la section Conformité	Révision
3	16 juin 2022	Ordonnance de la FERC dans le dossier no. RD22-3-000 approuvant les modifications à la norme CIP-014-3	Révision
3	16 juin 2022	Entrée en vigueur	

Principes directeurs et justification technique

Section 4 – Applicabilité

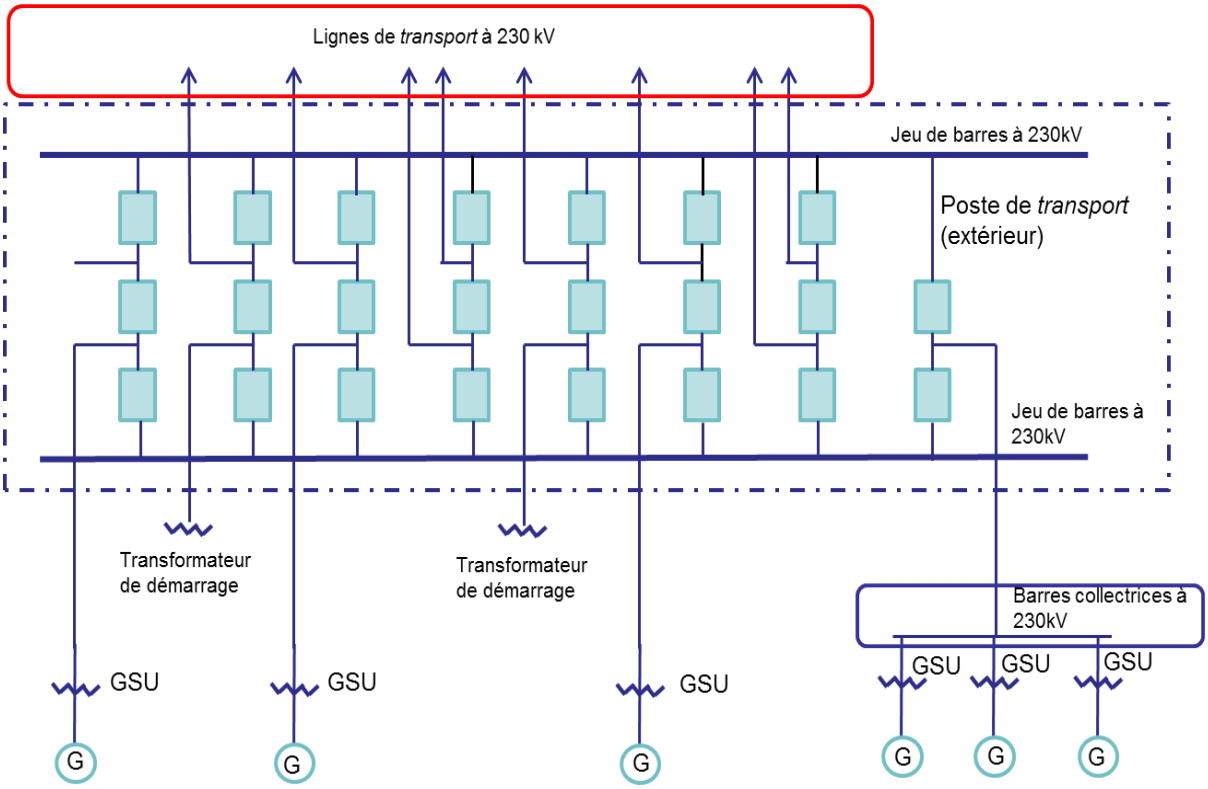
La *norme de fiabilité* CIP-014 vise la protection des postes de *transport* et des centres de contrôle principaux connexes qui, s'ils devenaient inopérants ou étaient endommagés par suite d'une attaque physique, pourraient entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*. Afin de circonscrire correctement les entités qui possèdent ou exploitent de telles *installations*, la *norme de fiabilité* CIP-014 vise d'abord les *propriétaires d'installation de transport* dont certains *installations* répondent aux critères 4.1.1.1 à 4.1.1.4 de la section Applicabilité. Les *installations* définies par ces critères sont les mêmes que celles qui répondent aux critères d'« impact moyen » de l'annexe 1 de la *norme de fiabilité* CIP-002-5.1. Chaque *propriétaire d'installation de transport* dont certains *installations* de *transport* répondent aux critères 4.1.1.1 à 4.1.1.4 est tenu d'effectuer une évaluation des risques conformément à l'exigence E1 afin de désigner ceux de ces postes de *transport* et des centres de contrôle principaux connexes qui, s'ils devenaient inopérants ou étaient endommagés, pourraient entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*. L'équipe de rédaction de la norme prévoit que les postes à évaluer seront peu nombreux et que beaucoup de *propriétaires d'installation de transport* visés par la présente norme ne désigneront en fin de compte aucune *installation*. Seuls les *propriétaires d'installation de transport* qui ont désigné un ou des postes de *transport* dans le cadre de l'évaluation des risques (après vérification selon l'exigence E2) sont assujettis aux exigences E3 à E6.

La norme s'applique aussi aux *exploitants de réseau de transport*. Un *exploitant de réseau de transport* n'est toutefois assujetti à la norme que si un *propriétaire d'installation de transport* l'avise, en vertu de l'exigence E3, que l'*exploitant de réseau de transport* exploite un centre de contrôle principal qui exerce le contrôle opérationnel sur un ou des postes de *transport* désignés par l'évaluation des risques de l'exigence E1. Un centre de contrôle principal exerce le contrôle opérationnel sur un poste de *transport* si les actions électroniques du centre de contrôle peuvent commander une action physique directe (par exemple l'ouverture d'un disjoncteur) au poste de *transport* désigné, par opposition à un centre de contrôle qui ne ferait que recevoir de l'information du poste de *transport* et qui devrait coordonner une action directe par l'entremise d'une autre entité. Seuls les *exploitants de réseau de transport* auxquels on notifie qu'ils exercent le contrôle opérationnel sur un ou des centres de contrôle principaux en vertu de la présente norme sont assujettis aux exigences E4 à E6. En somme, un centre de contrôle principal n'est visé par la présente norme que s'il s'agit du centre de contrôle que le *propriétaire d'installation de transport* ou l'*exploitant de réseau de transport*, selon le cas, utilise comme site principal, occupé en permanence par du personnel, pour commander physiquement un poste de *transport* désigné selon l'exigence E1 (après vérification selon l'exigence E2). Les centres de contrôle qui ont un rôle de relève ne sont pas visés, car ils constituent une mesure de résilience et sont volontairement redondants.

L'équipe de rédaction a envisagé plusieurs options pour les critères explicites d'applicabilité permettant de constituer un seuil initial pour définir l'ensemble des postes de *transport* qui correspondent aux prescriptions de l'Ordonnance de la FERC sur la sécurité physique (c'est-à-

dire ceux qui pourraient entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*). Selon l'équipe de rédaction, les critères des *installations* de *transport* à impact moyen de l'annexe 1 de la norme CIP-002-5.1 constitueraient un seuil prudent pour définir quels postes de *transport* doivent être soumis à l'évaluation des risques prescrite à l'exigence E1 de la norme CIP-014. L'équipe de rédaction a conclu en outre que l'adoption des critères de la catégorie « impact moyen » de la norme CIP-002-5.1 est appropriée puisque ces critères ont été approuvés par les parties concernées, par la NERC et par la FERC, et que leur utilisation représente une base techniquement solide pour déterminer quels *propriétaires d'installation de transport* doivent procéder à l'évaluation des risques. Comme l'indique la norme CIP-002-5.1, la défaillance d'un poste de *transport* qui appartient à la catégorie « impact moyen » pourrait entraîner le dépassement d'une ou de plusieurs *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (*IROL*). L'équipe de rédaction reconnaît que l'adoption de ces critères pour déterminer l'applicabilité peut faire en sorte que certains *propriétaires d'installation de transport* devront effectuer des évaluations des risques selon l'exigence E1 pour finalement conclure qu'aucun de leurs postes de *transport* ne représente un risque d'instabilité, de séparation fortuite ou de *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*. L'équipe de rédaction considère toutefois qu'un critère plus restrictif ne garantirait pas l'inclusion de tous les postes de *transport* et centres de contrôle principaux connexes qui, s'ils devenaient inopérants ou étaient endommagés, pourraient entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*. D'autres indications et justifications techniques concernant les critères des *installations* à impact moyen figurent dans la section « Principes directeurs et justification technique » de la norme CIP-002-5.1.

En outre, l'équipe de rédaction a jugé inutile d'étendre l'application de la *norme de fiabilité* aux *exploitants d'installation de production* et aux *propriétaires d'installation de production*. Premièrement, les postes de *transport* servant au raccordement des installations de production sont visés par les critères d'applicabilité ; les *propriétaires d'installation de transport* tiendront donc compte des postes de *transport* situés du côté haute tension des transformateurs élévateurs de groupe de production (GSU) dans le contexte des alinéas 4.1.1.1 et 4.1.1.2 de la section Applicabilité. Par exemple, un poste de *transport* désigné comme une installation de *propriétaire d'installation de transport* qui sert à raccorder des sources de production sera soumis à l'évaluation des risques prescrite à l'exigence E1 s'il est exploité à 500 kV ou plus ou s'il est raccordé entre 200 kV et 499 kV à au moins trois autres postes de *transport* et s'il a une « valeur pondérée combinée » de plus de 3 000 selon le tableau de l'alinéa 4.1.1.2 de la section Applicabilité. Deuxièmement, l'analyse du réseau de *transport* ou les analyses effectuées selon l'exigence E1 devraient tenir compte de l'impact de la perte de la production raccordée aux postes de *transport* visés. En outre, l'Ordonnance de la FERC ne mentionne pas explicitement les actifs de production, et l'on peut raisonnablement comprendre qu'elle vise essentiellement les *installations* de *transport* les plus critiques. Le schéma ci-dessous montre un exemple de poste.



Il est à noter que dans l'expression « postes de *transport* », l'équipe de rédaction utilise le mot « poste » pour recouvrir à la fois le champ sémantique les termes anglais « station » et « substation » (Le terme « substation » est souvent utilisé dans l'industrie pour désigner un emplacement qui contient au moins un autotransformateur. Il existe des emplacements qui ne contiennent pas d'autotransformateur, et de nombreuses entités de l'industrie se réfèrent à ces endroits avec le terme « station » (poste électriques sans autotransformateur). Par conséquent, l'équipe de rédaction a choisi d'utiliser à la fois « station » et « substation » pour désigner les endroits où existent des *installations* de *transport*.

Pour ce qui est des situations de propriété commune, l'équipe de rédaction considère que cet enjeu n'est pas exclusif à la norme CIP-014 ; elle s'attend à ce que les *propriétaires d'installation de transport* et les *exploitants de réseau de transport* en cause, lorsqu'il y a propriété commune, établissent entre eux des protocoles d'entente, des inscriptions coordonnées au registre des entités visées, des procédures ou d'autres ententes afin d'établir les responsabilités dans le cadre de la norme CIP-014, comme le font déjà de nombreuses entités dans le cadre d'autres *normes de fiabilité*.

Le texte de la section applicabilité concernant le jeu de barres collectrices est repris directement tel quel de l'annexe 1 de la norme CIP-002-5.1, et n'a pas de signification supplémentaire dans le contexte de la norme CIP-014.

Exigence E1

L'évaluation des risques initiale prescrite à l'exigence E1 doit être terminée au plus tard à la date d'entrée en vigueur de la norme. Les évaluations des risques subséquentes doivent être

effectuées à intervalles de 30 ou de 60 mois, d'après les résultats de l'évaluation des risques précédente, comme l'indique l'alinéa 1.1 de l'exigence E1. Avant d'entreprendre l'évaluation des risques prescrite à l'exigence E1, le *propriétaire d'installation de transport* doit d'abord déterminer quels sont les postes de *transport* visés, selon les critères de l'alinéa 4.1.1 de la section Applicabilité. L'évaluation des risques consiste ensuite à analyser le réseau de transport afin de déterminer si certains des postes de *transport* visés, s'ils devenaient inopérants ou étaient endommagés, pourraient entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*. L'exigence ne consiste pas à exiger la désignation d'un poste de *transport* – et par conséquent ne vise pas à assujettir celui-ci à la norme – à moins que le *propriétaire d'installation de transport* visé n'ait déterminé (au moyen d'études et d'analyses techniques fondées sur une analyse objective, une expertise technique, l'historique d'exploitation et un jugement averti) que la perte de cette installation, si celle-ci devenait inopérante ou était endommagée, aurait des conséquences graves sur le fonctionnement de l'*Interconnexion*. Dans son ordonnance du 20 novembre 2014, la FERC a réitéré que « seule une instabilité ayant des "conséquences graves sur le fonctionnement de l'interconnexion" justifie que l'installation ayant causé cette instabilité soit désignée selon l'exigence E1 ». Le *propriétaire d'installation de transport* peut déterminer ce qui constitue une conséquence grave en ayant recours, entre autres, aux critères suivants :

- les critères ou la méthodologie utilisés par les *planificateurs de réseau de transport* ou les *responsables de la planification* en vertu de l'exigence E6 de la norme TPL-001-4 ;
- les critères de déclaration selon la norme NERC EOP-004-2 ;
- l'étendue ou l'importance des conséquences.

La norme n'impose pas une méthode d'analyse particulière pour l'évaluation des risques ; le *propriétaire d'installation de transport* est libre de choisir la méthode qui lui convient le mieux, par exemple une analyse de transit de puissance et une analyse de stabilité à divers niveaux de charge.

Exécution de l'évaluation des risques

Le *propriétaire d'installation de transport* est libre de choisir la méthode d'analyse du réseau de transport qui convient le mieux à sa situation et aux particularités de son réseau. L'imposition d'une méthode particulière n'est pas techniquement souhaitable, et pourrait en fait empêcher de prendre en compte adéquatement les particularités régionales et topologiques ainsi que le contexte d'exploitation du réseau. Les indications qui suivent ne sont qu'un exemple de la manière dont un *propriétaire d'installation de transport* peut effectuer une analyse de transit de puissance ou de stabilité afin de désigner les postes de *transport* qui, s'ils devenaient inopérants ou étaient endommagés par suite d'une attaque physique, pourraient entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*. Ainsi, l'entité pourrait simuler le débranchement de toutes les lignes, quel que soit leur niveau de tension, à un poste de *transport* donné, puis évaluer le comportement du réseau afin de déterminer s'il risque d'en résulter des *déclenchements en cascade* d'*installations* de *transport*, une séparation fortuite ou encore une instabilité en tension ou en fréquence dans une portion importante de l'*Interconnexion*. En s'appuyant sur son meilleur jugement technique, le

propriétaire d'installation de transport (éventuellement en consultation avec les comités régionaux de planification ou d'exploitation ou avec le comité pertinent de son centre d'exploitation indépendant ou organisme de transport régional) devrait établir des critères (par exemple un défaut près du poste de *transport* débranché) permettant de définir une contingence ou des paramètres qui entraîneraient une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*. Une consultation régionale sur ces questions serait sans doute utile et instructive, puisque les avis sur l'évaluation des risques et sur les traits qui caractérisent une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion* varieront probablement d'une région à l'autre ou d'un centre d'exploitation indépendant à l'autre selon la topologie, les caractéristiques et la configuration du réseau. Les critères utilisés pourraient aussi comprendre des charges postcontingences supérieures à une certaine caractéristique assignée en situation d'urgence ou la non-convergence d'un scénario de transit de puissance. Les automatismes de réseau présents, le cas échéant, pourraient être mis à contribution pour déterminer si le réseau éprouve des instabilités supplémentaires pouvant entraîner une séparation fortuite. Exemples de critères utilisables :

(a) surcharges thermiques supérieures aux caractéristiques assignées en situation d'urgence des installations ;

(b) écart de tension au-delà de ±10 % ; ou

(c) interruptions ou effondrements de tension en cascade ; ou

(d) baisse de fréquence en deçà des seuils de délestage en sous-fréquence.

Périodicité

Un *propriétaire d'installation de transport* qui détermine qu'un ou plusieurs de ses postes de *transport* (après vérification selon l'exigence E2), s'ils devenaient inopérants ou étaient endommagés par suite d'une attaque physique, pourraient entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*, doit effectuer une évaluation des risques au moins une fois tous les 30 mois ; avec une telle périodicité, l'évaluation des risques demeure à jour par rapport aux conditions et aux configurations projetées dans le réseau planifié. Ces évaluations des risques subséquentes, tout comme l'évaluation initiale, doivent englober les postes de *transport* dont l'entrée en service est prévue au cours des 24 mois suivants. L'intervalle de 30 mois s'harmonise avec le délai de mise en service de 24 mois, car il donne au *propriétaire d'installation de transport* la latitude voulue pour faire mieux concorder ces dates, selon son cycle de planification et la fréquence à laquelle il peut projeter de construire de nouveaux postes de *transport*. La périodicité prescrite est d'au moins une fois tous les 30 mois ; ainsi, si un *propriétaire d'installation de transport* juge plus approprié d'effectuer une évaluation des risques à intervalles de 24 mois compte tenu de son cycle de planification, il a la latitude pour le faire.

Les *propriétaires d'installation de transport* qui n'ont pas désigné (après vérification selon l'exigence E2) de postes de *transport* qui, s'ils devenaient inopérants ou étaient endommagés par suite d'une attaque physique, pourraient entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*, ne constateront probablement pas

de changement dans leur évaluation des risques sur l'*horizon de planification à court terme*. C'est pourquoi la périodicité des évaluations des risques subséquentes est de 60 mois dans leur cas.

Désignation du centre de contrôle principal

Une fois terminée l'évaluation des risques selon l'exigence E1, il importe de connaître le centre de contrôle principal qui exerce le contrôle opérationnel sur chaque poste de *transport* qui, s'il devenait inopérant ou était endommagé par suite d'une attaque physique, pourrait entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*. Un centre de contrôle principal « exerce le contrôle opérationnel » sur un poste de *transport* si ses actions électroniques peuvent commander des actions physiques directes au poste de *transport* désigné, par exemple l'ouverture d'un disjoncteur.

Exigence E2

Cette exigence stipule que l'évaluation des risques effectuée selon l'exigence E1 doit être vérifiée par une entité autre que le propriétaire ou l'exploitant qui a effectué l'évaluation des risques en question.

La vérification de l'évaluation des risques par un tiers indépendant, selon l'exigence E2, pourrait porter sur les points suivants :

1. Confirmation que l'évaluation des risques effectuée selon l'exigence E1 portait bien sur tous les postes de *transport* qui répondent aux critères de l'alinéa 4.1.1 de la section Applicabilité.
2. Examen du modèle utilisé pour l'évaluation des risques afin de confirmer qu'il contient des données de topologie de réseau suffisantes pour permettre de désigner les postes de *transport* qui, s'ils devenaient inopérants ou étaient endommagés par suite d'une attaque physique, pourraient entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*.
3. Examen de la méthodologie de l'évaluation des risques selon l'exigence E1.

Cette exigence offre au *propriétaire d'installation de transport* la liberté de choisir parmi des entités indépendantes, inscrites ou non au registre, ayant de l'expérience en planification ou en analyse du transport de l'électricité, pour vérifier l'évaluation des risques effectuée selon l'exigence E1. Le mot « indépendant » signifie que l'entité vérificatrice ne peut pas être une société affiliée (elle ne doit pas être une entité qui contrôle le *propriétaire d'installation de transport*, qui est contrôlée par celui-ci ou qui est sous contrôle commun). L'entité vérificatrice ne peut pas non plus être une division du *propriétaire d'installation de transport* qui est exploitée à la manière d'une unité fonctionnelle.

L'interdiction imposée aux entités inscrites au registre de choisir une société affiliée pour la vérification n'interdit cependant pas à une entité gouvernementale (ville, municipalité, agence fédérale américaine de commercialisation d'électricité ou toute autre subdivision politique d'un gouvernement fédéral, d'État ou provincial au Canada ou aux États-Unis) de choisir comme entité vérificatrice une autre entité gouvernementale à l'intérieur de la même subdivision

politique. Par exemple, une agence fédérale américaine de commercialisation d'électricité peut choisir comme entité vérificatrice une autre agence fédérale américaine, pourvu que celle-ci ait de l'expérience en planification ou en analyse du transport de l'électricité. De même, un *propriétaire d'installation de transport* qui est la propriété d'une province canadienne peut choisir un autre organisme de la même province pour effectuer la vérification. L'entité vérificatrice doit néanmoins être une entité bien distincte ; elle ne peut pas être une division de l'entité inscrite au registre qui est exploitée à la manière d'une unité fonctionnelle.

L'exigence E2 stipule aussi que la « vérification peut avoir lieu pendant ou après l'évaluation en question ». Cette disposition vise à donner au *propriétaire d'installation de transport* la possibilité de travailler avec l'entité vérificatrice tout au long de l'évaluation des risques (donc simultanément à celle-ci), ce qui, pour certains *propriétaires d'installation de transport*, peut être plus commode et plus efficace. Autrement dit, le *propriétaire d'installation de transport* pourrait collaborer avec son entité vérificatrice indépendante pour effectuer l'évaluation des risques de manière à satisfaire en même temps aux exigences E1 et E2. L'exigence E2 vise essentiellement à ce qu'une entité autre que le propriétaire ou l'exploitant de l'installation soit associée au processus d'évaluation des risques et ait l'occasion de donner son avis. Cette exigence laisse aux entités la liberté de choisir entre un processus en deux étapes successives (le *propriétaire d'installation de transport* évalue les risques lui-même, puis l'entité indépendante procède à la vérification) ou en une seule étape (les deux entités collaborent à l'évaluation des risques).

Les critères du choix de l'entité vérificatrice seraient notamment les suivants :

- *entité visée* inscrite au registre pour les fonctions de planification et de fiabilité pertinentes ;
- expérience en matière d'études et de planification de réseau électrique ;
- compréhension des normes MOD, des normes TPL et des caractéristiques assignées d'installation dans le contexte des études de planification ;
- familiarité avec l'*Interconnexion* dans laquelle le *propriétaire d'installation de transport* est situé.

Quant à l'exigence faite aux *propriétaires d'installation de transport* d'adopter des procédures pour protéger les informations sensibles ou confidentielles, le *propriétaire d'installation de transport* pourrait avoir une méthode permettant de désigner les documents qui doivent faire l'objet d'un traitement confidentiel. Un mécanisme possible pour protéger les informations sensibles ou confidentielles consisterait à interdire de les sortir des locaux du *propriétaire d'installation de transport*. Ce dernier pourrait incorporer une telle interdiction à une entente de non-divulgation signée par l'entité vérificatrice.

Une étude de faisabilité technique n'est pas exigée, dans le cadre de l'exigence E2, pour justifier le refus de modifier la désignation selon la recommandation de l'entité vérificatrice.

Afin de préciser la différence entre l'entité vérificatrice de l'exigence E2 et l'entité examinatrice de l'exigence E6, l'équipe de rédaction indique que l'entité vérificatrice a pour mandat de confirmer que l'évaluation des risques est conforme à l'exigence E1 (notamment pour le

nombre de postes de *transport* désignés), tandis que l'entité examinatrice de l'exigence E6 porte un jugement expert sur la manière dont l'évaluation des menaces prescrite à l'exigence E4 a été effectuée ainsi que sur le plan de sécurité physique prescrit à l'exigence E5. Dans le contexte de l'exigence E6, il n'est pas question de vérifier une analyse technique, mais plutôt de faire jouer expérience et expertise afin de fournir des indications ou des recommandations si nécessaire.

Les alinéas 2.4 et 6.4 exigent que des procédures soient adoptées pour protéger les informations sensibles ou confidentielles. Ces procédures peuvent comprendre les éléments suivants :

1. contrôler et conserver sur place l'information consultable par l'entité vérificatrice ou examinatrice ;
2. restreindre l'information aux personnes qui ont vraiment besoin d'en prendre connaissance ;
3. marquer les documents comme étant confidentiels ;
4. tenir l'information en lieu sûr et la détruire lorsqu'elle n'est plus nécessaire ;
5. ne pas laisser l'information sortir des locaux de l'entité sans l'approbation du chef des Services juridiques, par exemple.

Exigence E3

La norme impose à certains *exploitants de réseau de transport* des obligations à l'endroit de certains centres de contrôle principaux. Ces obligations sont cependant conditionnelles aux conclusions de l'évaluation des risques effectuée par le *propriétaire d'installation de transport* selon l'exigence E1, puis vérifiée selon l'exigence E2. L'exigence E3 stipule qu'un *exploitant de réseau de transport* qui exerce le contrôle opérationnel sur un centre de contrôle principal désigné selon l'exigence E1 doit en être avisé afin de pouvoir s'acquitter des obligations énoncées aux exigences E4 à E6. Comme ces obligations prévoient des délais qui commencent à courir après l'étape de l'exigence E2, le *propriétaire d'installation de transport* doit aussi préciser dans sa notification la date de fin de la vérification selon l'exigence E2. De même, le *propriétaire d'installation de transport* doit aviser l'*exploitant de réseau de transport* de tout retrait d'un poste de la désignation par suite d'une évaluation des risques subséquents selon l'exigence E1 ou de sa vérification selon l'exigence E2.

Exigence E4

Cette exigence demande aux propriétaires et aux exploitants d'installations désignées par l'évaluation des risques effectuée selon l'exigence E1 et vérifiée selon l'exigence E2 d'effectuer une évaluation des menaces potentielles et des vulnérabilités relatives aux postes de *transport* et aux centres de contrôle principaux ainsi désignés, compte tenu des particularités de chaque installation. Les menaces et les vulnérabilités peuvent varier d'une installation à l'autre selon divers facteurs, par exemple l'emplacement, la taille, la fonction, les protections de sécurité physique existantes et l'attractivité de l'installation comme cible.

Dans le cadre de l'analyse des menaces et vulnérabilités, le propriétaire de l'installation est souvent le mieux placé pour déterminer les vulnérabilités propres au site ; par contre, la détermination de l'origine et de l'évolution des menaces relève davantage d'autres intervenants dans les domaines du renseignement et de la police. Le texte de la norme mentionne diverses ressources, mais il en existe beaucoup d'autres, et les propriétaires d'installations ont toute liberté pour s'adresser à celles de leur choix. Autres ressources possibles : les centres de fusion locaux ou d'État, le département de la Sécurité intérieure des États-Unis, le FBI, Sécurité publique Canada, la Gendarmerie royale du Canada et les chapitres InfraGard coordonnés par le FBI.

L'entité responsable doit prendre en compte certains facteurs, énoncés aux alinéas 4.1 à 4.3, afin d'effectuer une évaluation des risques conforme à l'exigence E4.

Afin d'aider à déterminer les menaces courantes applicables à une installation et à évaluer leur probabilité, il convient d'étudier l'historique des attaques visant des installations ayant une protection semblable.

Les ressources suivantes pourront être utiles pour l'analyse des menaces et vulnérabilités :

- *NERC Security Guideline for the Electricity Sector: Physical Security ;*
- *NERC Security Guideline: Physical Security Response* ;
- ASIS International *General Risk Assessment Guideline* ;
- ASIS International *Facilities Physical Security Measures Guideline* ;
- ASIS International *Security Management Standard: Physical Asset Protection* ;
- *Whole Building Design Guide: Threat/Vulnerability Assessments*.

Exigence E5

Cette exigence demande d'élaborer et de mettre en place un ou des plans de sécurité visant à protéger contre les attaques les installations désignées selon l'exigence E1, d'après l'évaluation effectuée selon l'exigence E4.

L'exigence E5 spécifie les éléments suivants à intégrer au plan de sécurité physique :

- *Mesures de résilience ou de sécurité conçues collectivement pour prévenir, détecter, retarder, évaluer, communiquer et contrer les menaces et vulnérabilités physiques potentielles inventoriées selon l'exigence E4*.

  Les mesures de résilience peuvent comprendre notamment :

  a. des changements dans la topologie du réseau ;

  b. des équipements de relève ;

  c. la construction d'un nouveau poste de *transport*.

  Bien que la plupart des mesures de sécurité agissent collectivement pour sécuriser l'ensemble du site, certaines mesures peuvent cibler des composants critiques particuliers. Par exemple, si une protection contre les tirs d'arme à feu est jugée

nécessaire, on peut limiter cette protection aux composants critiques plutôt que de l'aménager pour l'ensemble du site.

- *Informations de contact des autorités policières et de coordination avec celles-ci.*

  Exemples de telles informations : affichages 9-1-1 pour les appels d'urgence et formation en sécurité des postes électriques pour les autorités policières locales et fédérales, les services d'incendie et les services médicaux d'urgence.

- *Délais d'exécution des mesures de renforcement de la sécurité physique et autres modifications énoncées dans le plan de sécurité physique.*

  Les entités sont libres de prioriser (en fonction du risque, des ressources ou d'autres facteurs) la mise en œuvre des diverses améliorations à la résilience et à la sécurité définies dans leur plan de sécurité. Les délais à spécifier dans le plan de sécurité physique selon l'alinéa 5.3 pour l'exécution des mesures de renforcement de la sécurité physique et autres modifications ne sont pas liés au délai de 120 jours prescrit pour l'élaboration du plan ; les délais d'exécution peuvent dépasser 120 jours, selon l'ampleur des travaux à effectuer.

- *Dispositions prévoyant un suivi de l'évolution des menaces physiques pour les postes de* transport *ou les centres de contrôle principaux, ainsi que des mesures de sécurité correspondantes.*

  Le plan de sécurité physique d'une entité inscrite au registre doit prévoir des processus et des responsabilités pour le suivi des alertes, renseignements et avis de menace provenant de diverses sources, par exemple l'organisation de fiabilité du service d'électricité, l'ES-ISAC et des organismes fédéraux du Canada ou des agences fédérales des États-Unis. L'ensemble de ces informations servira à réévaluer, en vue de les modifier éventuellement, le plan de sécurité élaboré selon l'exigence E5 ainsi que les mesures de sécurité correspondantes.

  Les changements apportés au plan de sécurité physique, au fur et à mesure, avant l'examen indépendant suivant selon l'exigence E6 ne nécessitent pas d'examen supplémentaire par un tiers.

Exigence E6

Cette exigence stipule que l'évaluation effectuée selon l'exigence E4 et le ou les plans de sécurité élaborés selon l'exigence E5 doivent être examinés par une entité autre que le *propriétaire d'installation de transport* ou l'*exploitant de réseau de transport*, et que cette entité doit avoir une expertise appropriée. De même que pour l'exigence E2, le mot « indépendant » signifie que l'entité examinatrice indépendante ne peut pas être une société affiliée (l'entité examinatrice indépendante ne doit pas être une entité qui contrôle l'*exploitant de réseau de transport*, qui est contrôlé par celui-ci ou qui est sous contrôle commun). L'entité vérificatrice indépendante ne peut pas non plus être une division de l'*exploitant de réseau de transport* qui est exploitée à la manière d'une unité fonctionnelle.

De même que pour l'exigence E2, l'interdiction imposée aux entités inscrites au registre de choisir une société affiliée pour l'examen n'interdit cependant pas à une entité gouvernementale de choisir comme entité examinatrice indépendante une autre entité gouvernementale à l'intérieur de la même subdivision politique. Par exemple, une ville ou une municipalité peut recourir aux services de police locaux, pourvu que ceux-ci répondent aux critères de l'exigence E6. L'entité examinatrice doit néanmoins être une entité bien distincte ; elle ne peut pas être une division de l'entité inscrite au registre qui est exploitée à la manière d'une unité fonctionnelle.

L'entité responsable peut choisir l'entité examinatrice parmi plusieurs entités possibles :

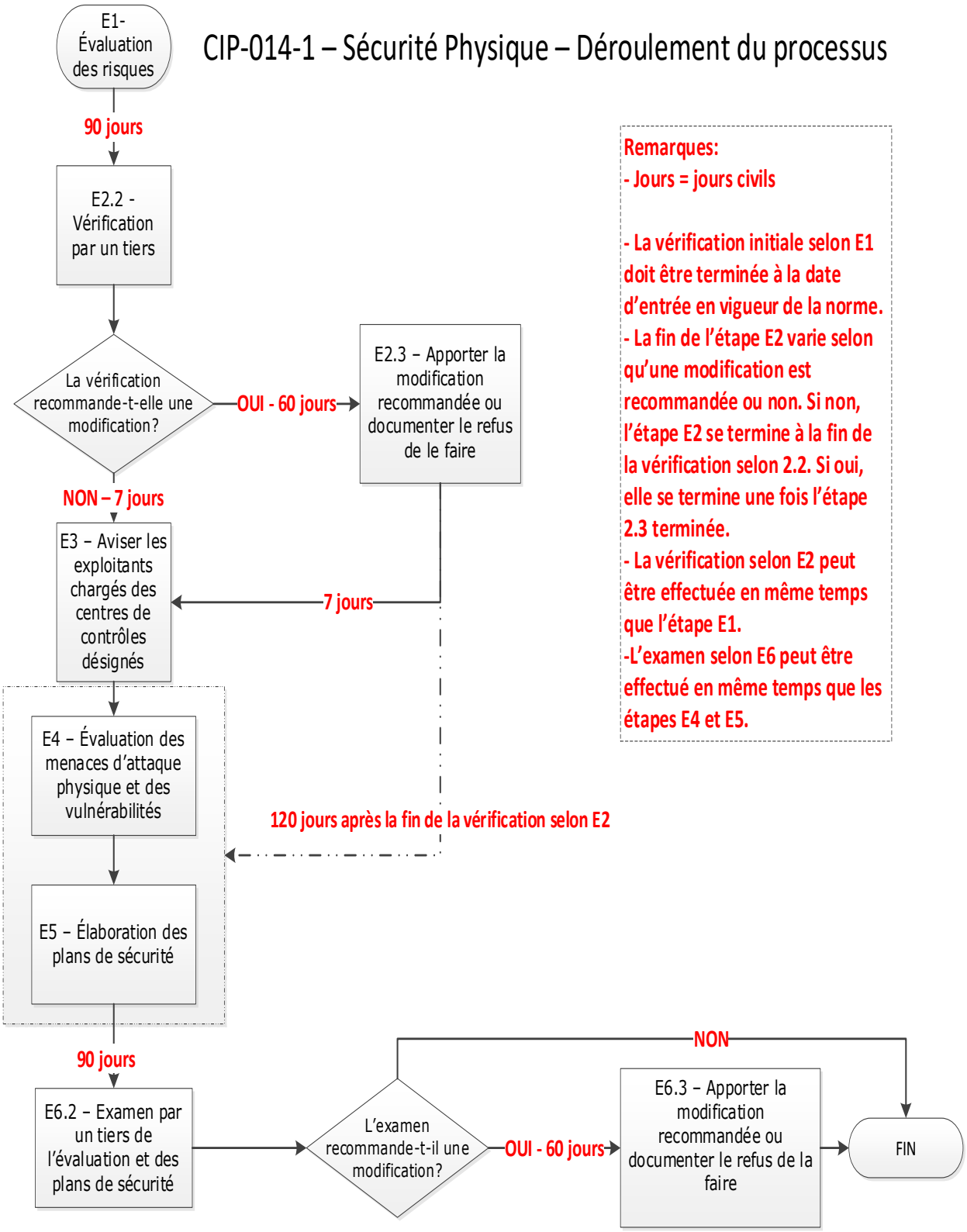
- *Une entité ou organisation ayant de l'expérience en matière de sécurité physique dans l'industrie électrique, et dont le personnel d'examen compte au moins un titulaire de certification CPP (Certified Protection Professional) ou PSP (Physical Security Professional).*

  Si les certifications CPP ou PSP sont exigées dans le cadre de la norme, c'est que l'équipe de rédaction juge important que toute entité privée (par exemple une firme d'experts-conseils ou de sécurité) choisie pour effectuer l'examen par un tiers puisse démontrer de façon convaincante sa compétence pour réaliser un tel examen. Les compétences exigées comprennent de l'expérience en sécurité physique dans l'industrie électrique ainsi que l'une ou l'autre des certifications d'ASIS International les plus respectées dans l'industrie de la sécurité. Le programme de certification d'ASIS a été créé en 1977 ; les titulaires de la certification CPP sont dûment certifiés en gestion de la sécurité, tandis que les titulaires de la certification PSP le sont en sécurité physique.
- *Une entité ou organisation agréée par l'organisation de fiabilité du service d'électricité (*ERO*).*
- *Un organisme gouvernemental ayant de l'expertise en sécurité physique.*
- *Une entité ou organisation ayant une expertise confirmée en sécurité physique dans un cadre policier, gouvernemental ou militaire.*

De même que pour l'exigence E2, l'exigence E6 stipule que l'« examen peut avoir lieu pendant ou après l'évaluation effectuée selon l'exigence E4 et l'élaboration du ou des plans de sécurité selon l'exigence E5 ». Cette disposition vise à donner au *propriétaire d'installation de transport* et à l'*exploitant de réseau de transport* la possibilité de travailler avec l'entité examinatrice tout au long de l'évaluation selon l'exigence E4 et de l'élaboration de plans de sécurité selon l'exigence E5 (donc simultanément à ces processus), ce qui, pour certaines entités responsables, peut être plus commode et plus efficace. Autrement dit, le *propriétaire d'installation de transport* ou l'*exploitant de réseau de transport* pourrait collaborer avec son entité examinatrice pour effectuer l'évaluation des menaces potentielles et vulnérabilités (exigence E4) et pour élaborer le ou les plans de sécurité (exigence E5) de manière à satisfaire en même temps aux exigences E4 à E6. L'exigence E6 vise essentiellement à ce qu'une entité autre que le propriétaire ou l'exploitant de l'installation soit associée aux processus d'évaluation selon l'exigence E4 et d'élaboration de plans de sécurité selon l'exigence E5 et ait l'occasion de donner son avis sur ces processus. L'exigence E6 laisse aux entités la liberté de

choisir entre un processus en deux étapes successives (le *propriétaire d'installation de transport* effectue l'évaluation et élabore le plan de sécurité lui-même, puis l'entité indépendante procède à la vérification) ou en une seule étape (les deux entités collaborent à l'évaluation et à l'élaboration du plan de sécurité).

Calendrier


CIP-014-1 – Sécurité Physique – Déroulement du processus
E1- Évaluation des risques
90 jours
E2.2 - Vérification par un tiers
La vérification recommande-t-elle une modification?
OUI - 60 jours
E2.3 – Apporter la modification recommandée ou documenter le refus de le faire
NON – 7 jours
E3 – Aviser les exploitants chargés des centres de contrôles désignés
7 jours
E4 – Évaluation des menaces d'attaque physique et des vulnérabilités
120 jours après la fin de la vérification selon E2
E5 – Élaboration des plans de sécurité
90 jours
E6.2 – Examen par un tiers de l'évaluation et des plans de sécurité
L'examen recommande-t-il une modification?
NON
OUI - 60 jours
E6.3 – Apporter la modification recommandée ou documenter le refus de la faire
FIN
Remarques:
- Jours = jours civils
- La vérification initiale selon E1 doit être terminée à la date d'entrée en vigueur de la norme.
- La fin de l'étape E2 varie selon qu'une modification est recommandée ou non. Si non, l'étape E2 se termine à la fin de la vérification selon 2.2. Si oui, elle se termine une fois l'étape 2.3 terminée.
- La vérification selon E2 peut être effectuée en même temps que l'étape E1.
-L'examen selon E6 peut être effectué en même temps que les étapes E4 et E5.

Justifications

Pendant l'élaboration de la norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de l'exigence E1

Cette exigence répond à la prescription du paragraphe 6 de la directive du 7 mars 2014 de la FERC portant sur la sécurité physique, qui demande une évaluation des risques afin de désigner les installations qui, si elles devenaient inopérantes ou étaient endommagées par suite d'une attaque physique, pourraient entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade*. L'exigence ne vise pas à assujettir un poste de *transport* à la norme à moins que le *propriétaire d'installation de transport* visé n'ait déterminé (au moyen d'études et d'analyses techniques fondées sur une analyse objective, une expertise technique, l'historique d'exploitation et un jugement averti) que la perte de cette installation, si celle-ci devenait inopérante ou était endommagée, aurait des conséquences graves sur le fonctionnement de l'*interconnexion*. Dans son ordonnance du 20 novembre 2014, la FERC a réitéré que « seule une instabilité ayant des "conséquences graves sur le fonctionnement de l'interconnexion" justifie que l'installation ayant causé cette instabilité soit désignée selon l'exigence E1 ». Le *propriétaire d'installation de transport* peut déterminer ce qui constitue une conséquence grave en ayant recours, entre autres, aux critères suivants :

- les critères ou la méthodologie utilisés par les *planificateurs de réseau de transport* ou les *responsables de la planification* en vertu de l'exigence E6 de la norme TPL-001-4 ;
- les critères de déclaration selon la norme NERC EOP-004-2 ;
- l'étendue ou l'importance des conséquences.

L'exigence E1 répond aussi à une prescription de la FERC qui demande une réévaluation périodique, en exigeant que l'évaluation des risques soit effectuée tous les 30 mois (ou tous les 60 mois pour une entité qui n'a pas désigné dans une évaluation des risques précédente de postes de *transport* qui, s'ils devenaient inopérants ou étaient endommagés par suite d'une attaque physique, pourraient entraîner une instabilité, une séparation fortuite ou des *déclenchements en cascade* dans une *Interconnexion*).

Après avoir désigné chaque poste de *transport* qui répond aux critères de l'exigence E1, il importe en outre de désigner le centre de contrôle principal qui exerce le contrôle opérationnel sur le poste de *transport* en question, c'est-à-dire le centre de contrôle dont les actions électroniques peuvent commander une action physique directe (par exemple l'ouverture d'un disjoncteur) au poste de *transport* désigné, par opposition à un centre de contrôle qui ne ferait que surveiller le poste de *transport* et qui devrait coordonner une action directe par l'entremise d'une autre entité.

Justification de l'exigence E2

Cette exigence répond à la prescription du paragraphe 11 de la directive de la FERC portant sur la sécurité physique, qui demande une vérification, par une entité autre que le propriétaire ou l'exploitant, de l'évaluation des risques effectuée selon l'exigence E1.

Cette exigence offre au *propriétaire d'installation de transport* la liberté de choisir parmi des entités (inscrites ou non au registre) ayant de l'expérience en planification ou en analyse du transport de l'électricité pour vérifier l'évaluation des risques effectuée selon l'exigence E1. Le mot « indépendant » signifie que l'entité vérificatrice ne peut pas être une société affiliée (entité qui contrôle le *propriétaire d'installation de transport*, qui est contrôlée par celui-ci ou qui est sous contrôle commun). L'entité vérificatrice ne peut pas non plus être une division du *propriétaire d'installation de transport* qui est exploitée à la manière d'une unité fonctionnelle. Le mot « indépendant » ne vise cependant pas à interdire à une entité gouvernementale de choisir une autre entité gouvernementale comme entité vérificatrice dans le cadre de l'exigence E2.

L'exigence E2 vise aussi à donner au *propriétaire d'installation de transport* la possibilité de travailler avec l'entité vérificatrice tout au long de l'évaluation des risques prescrite à l'exigence E1 – ce qui, pour certains *propriétaires d'installation de transport*, peut être plus commode et plus efficace. Autrement dit, le *propriétaire d'installation de transport* pourrait collaborer avec son entité vérificatrice pour effectuer l'évaluation des risques de manière à satisfaire en même temps aux exigences E1 et E2.

Le *coordonnateur de la planification* est une des entités fonctionnelles indiquées à l'alinéa 2.1. Il convient de rappeler que le *coordonnateur de la planification* et le *responsable de la planification* représentent la même entité, comme l'indique le « Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité ».

Justification de l'exigence E3

La norme impose à certains *exploitants de réseau de transport* des obligations à l'endroit de certains centres de contrôle principaux. Cependant, le *propriétaire d'installation de transport* doit d'abord désigner les postes de *transport* en procédant à l'évaluation des risques prescrite à l'exigence E1, puis faire vérifier cette évaluation selon l'exigence E2. L'exigence E3 vise à faire en sorte qu'un *exploitant de réseau de transport* qui exerce le contrôle opérationnel sur un centre de contrôle principal désigné selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1 en soit avisé afin de pouvoir satisfaire aux exigences E4 à E6 dans les délais qui y sont prescrits. Comme ces délais commencent à courir après l'étape de l'exigence E2, le *propriétaire d'installation de transport* doit aussi préciser dans sa notification la date de fin de la vérification selon l'exigence E2. De même, le *propriétaire d'installation de transport* doit aviser l'*exploitant de réseau de transport* de tout retrait d'un poste de la désignation par suite d'une évaluation des risques subséquente selon l'exigence E1 ou de sa vérification selon l'exigence E2.

Justification de l'exigence E4

Cette exigence répond à la prescription du paragraphe 8 de la directive de la FERC portant sur la sécurité physique, qui demande une évaluation adaptée des menaces potentielles et des

vulnérabilités relatives aux installations désignées selon l'exigence E1, après vérification selon l'exigence E2. Les menaces et les vulnérabilités peuvent varier d'une installation à l'autre selon divers facteurs, par exemple l'emplacement, la taille et la fonction de l'installation, les protections existantes et l'attractivité de l'installation comme cible. C'est pourquoi l'exigence E4 n'impose pas une démarche uniforme, mais demande au contraire de tenir compte des particularités de chaque installation.

L'exigence E4 ne précise pas de délai pour l'évaluation des menaces et des vulnérabilités. Cependant, l'exigence E5 stipule que le ou les plans de sécurité, élaborés à partir de l'évaluation selon l'exigence E4, doivent être prêts dans les 120 jours civils suivant la fin de la vérification selon l'exigence E2. L'entité dispose donc d'une certaine latitude temporelle pour son évaluation selon l'exigence E4, pourvu que cette évaluation soit terminée à temps pour permettre d'élaborer le ou les plans de sécurité physique prescrits à l'exigence E5 dans le délai de 120 jours civils précité.

Justification de l'exigence E5

Cette exigence répond à la prescription du paragraphe 9 de la directive de la FERC portant sur la sécurité physique, qui demande l'élaboration et la mise en place de plans de sécurité visant à protéger contre les attaques les installations désignées selon l'exigence E1, d'après l'évaluation effectuée selon l'exigence E4.

Justification de l'exigence E6

Cette exigence répond à la prescription du paragraphe 11 de la directive de la FERC portant sur la sécurité physique, qui demande que l'évaluation effectuée selon l'exigence E4 et le ou les plans de sécurité élaborés selon l'exigence E5 soient examinés par un tiers indépendant du propriétaire ou de l'exploitant et ayant une expertise appropriée.

De même que pour l'exigence E2, l'exigence E6 offre au *propriétaire d'installation de transport* ou à l'*exploitant de réseau de transport* la possibilité de travailler avec l'entité examinatrice tout au long de l'évaluation effectuée selon l'exigence E4 et de l'élaboration de plans de sécurité selon l'exigence E5. Les entités pourraient ainsi satisfaire à l'exigence E6 en même temps qu'aux exigences E4 et E5.

Annexe CIP-014-3-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme CIP-014-3 — Sécurité physique

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité :

4.1 Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière.

Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (*RTP*) qui répondent aux critères établis dans la section « Applicabilité » de la norme. Toute référence au terme « *BES* » doit être remplacée par le terme « *RTP* ».

5. Date d'entrée en vigueur au Québec :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 18 novembre 2022

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 18 novembre 2022

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er avril 2023

6. Contexte : Aucune disposition particulière.

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Au Québec, le *CEA* est assujetti aux dispositions de confidentialité comme spécifiée dans les sections applicables du « Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes de fiabilité du Québec (PSCAQ) ».

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Aucune disposition particulière.

2. Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Interprétations

Aucune disposition particulière.

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

Principes directeurs et justification technique

Aucune disposition particulière.

Justifications

Aucune disposition particulière.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	18 novembre 2022	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2022-133.	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Communications**

2. Numéro : **COM-001-3**

3. Objet : Établir les capacités de *communication interpersonnelle* nécessaires pour maintenir la fiabilité.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1 *Exploitant de réseau de transport*

4.1.2 *Responsable de l'équilibrage*

4.1.3 *Coordonnateur de la fiabilité*

4.1.4 *Distributeur*

4.1.5 *Exploitant d'installation de production*

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit disposer d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec les entités indiquées ci-après (sauf si le *coordonnateur de la fiabilité* détecte une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle*, auquel cas l'exigence E10 s'applique) :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

1.1. tous les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* situés dans sa *zone de fiabilité* ;

1.2. chaque *coordonnateur de la fiabilité* adjacent situé dans la même *Interconnexion*.

M1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il dispose d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec tous les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* situés dans sa *zone de fiabilité* et avec chaque *coordonnateur de la fiabilité* adjacent situé dans la même *Interconnexion*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives :

- actifs matériels ; ou
- pièces justificatives datées, comme des fiches techniques et des documents d'installation d'équipement, des fiches d'essai, des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions d'enregistrements vocaux ou des communications électroniques. (E1)

E2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit désigner une capacité de *communication interpersonnelle de rechange* avec les entités indiquées ci-après :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

2.1. tous les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* situés dans sa *zone de fiabilité* ;

2.2. chaque *coordonnateur de la fiabilité* adjacent situé dans la même *Interconnexion*.

M2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a désigné une capacité de *communication interpersonnelle de rechange* avec tous les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* situés dans sa *zone de fiabilité* et avec chaque *coordonnateur de la fiabilité* adjacent situé dans la même *Interconnexion*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives :

- actifs matériels ; ou
- pièces justificatives datées, comme des fiches techniques et des documents d'installation d'équipement, des fiches d'essai, des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions d'enregistrements vocaux ou des communications électroniques. (E2)

E3. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit disposer d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec les entités indiquées ci-après (sauf si l'*exploitant de réseau de transport* détecte une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle*, auquel cas l'exigence E10 s'applique) :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

3.1. son *coordonnateur de la fiabilité* ;

3.2. chaque *responsable de l'équilibrage* situé dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport* ;

3.3. chaque *distributeur* situé dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport* ;

3.4. chaque *exploitant d'installation de production* situé dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport* ;

3.5. chaque *exploitant de réseau de transport* adjacent raccordé de façon synchrone ;

3.6. chaque *exploitant de réseau de transport* adjacent raccordé de façon asynchrone.

M3. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il dispose d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec son *coordonnateur de la fiabilité*, avec chaque *responsable de l'équilibrage*, *distributeur* et *exploitant d'installation de production* situé dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport* et avec chaque *exploitant de réseau de transport* adjacent raccordé de façon synchrone ou asynchrone. Exemples non limitatifs de pièces justificatives :

- actifs matériels ; ou
- pièces justificatives datées, comme des fiches techniques et des documents d'installation d'équipement, des fiches d'essai, des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions d'enregistrements vocaux ou des communications électroniques. (E3)

E4. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit désigner une capacité de *communication interpersonnelle de rechange* avec les entités indiquées ci-après :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

4.1. son *coordonnateur de la fiabilité* ;

4.2. chaque *responsable de l'équilibrage* situé dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport* ;

4.3. chaque *exploitant de réseau de transport* adjacent raccordé de façon synchrone ;

4.4. chaque *exploitant de réseau de transport* adjacent raccordé de façon asynchrone.

M4. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a désigné une capacité de *communication interpersonnelle de rechange* avec son *coordonnateur de la fiabilité*, avec chaque *responsable de l'équilibrage* situé dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport* et avec chaque *exploitant de réseau de transport* adjacent raccordé de façon synchrone ou asynchrone. Exemples non limitatifs de pièces justificatives :

- actifs matériels ; ou
- pièces justificatives datées, comme des fiches techniques et des documents d'installation d'équipement, des fiches d'essai, des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions d'enregistrements vocaux ou des communications électroniques. (E4)

E5. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit disposer d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec les entités indiquées ci-après (sauf si le *responsable de l'équilibrage* détecte une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle*, auquel cas l'exigence E10 s'applique) :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

5.1. son *coordonnateur de la fiabilité* ;

5.2. chaque *exploitant de réseau de transport* qui exploite des *installations* dans sa *zone d'équilibrage* ;

5.3. chaque *distributeur* situé dans sa *zone d'équilibrage* ;

5.4. chaque *exploitant d'installation de production* qui exploite des *installations* dans sa *zone d'équilibrage* ;

5.5. chaque *responsable de l'équilibrage* adjacent.

M5. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il dispose d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec son *coordonnateur de la fiabilité*, avec chaque *exploitant de réseau de transport* et *exploitant d'installation de production* qui exploite des *installations* dans sa *zone d'équilibrage*, avec chaque *distributeur* situé dans sa *zone d'équilibrage* et avec chaque *responsable de l'équilibrage* adjacent. Exemples non limitatifs de pièces justificatives :

- actifs matériels ; ou
- pièces justificatives datées, comme des fiches techniques et des documents d'installation d'équipement, des fiches d'essai, des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions d'enregistrements vocaux ou des communications électroniques. (E5)

E6. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit désigner une capacité de *communication interpersonnelle de rechange* avec les entités indiquées ci-après :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

6.1. son *coordonnateur de la fiabilité* ;

6.2. chaque *exploitant de réseau de transport* qui exploite des *installations* dans sa *zone d'équilibrage* ;

6.3. chaque *responsable de l'équilibrage* adjacent.

M6. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a désigné une capacité de *communication interpersonnelle de rechange* avec son *coordonnateur de la fiabilité*, avec chaque *exploitant de réseau de transport* qui exploite des *installations* dans sa *zone d'équilibrage* et avec chaque *responsable de l'équilibrage* adjacent. Exemples non limitatifs de pièces justificatives :

- actifs matériels ; ou
- pièces justificatives datées, comme des fiches techniques et des documents d'installation d'équipement, des fiches d'essai, des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions d'enregistrements vocaux ou des communications électroniques. (E6)

E7. Chaque *distributeur* doit disposer d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec les entités indiquées ci-après (sauf si le *distributeur* détecte une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle*, auquel cas l'exigence E11 s'applique) :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

7.1. son *responsable de l'équilibrage* ;

7.2. son *exploitant de réseau de transport*.

M7. Chaque *distributeur* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il dispose d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec son *exploitant de réseau de transport* et son *responsable de l'équilibrage*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives :

- actifs matériels ; ou
- pièces justificatives datées, comme des fiches techniques et des documents d'installation d'équipement, des fiches d'essai, des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions d'enregistrements vocaux ou des communications électroniques. (E7)

E8. Chaque *exploitant d'installation de production* doit disposer d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec les entités indiquées ci-après (sauf si l'*exploitant d'installation de production* détecte une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle*, auquel cas l'exigence E11 s'applique) :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

8.1. son *responsable de l'équilibrage* ;

8.2. son *exploitant de réseau de transport*.

M8. Chaque *exploitant d'installation de production* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il dispose d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec son *responsable de l'équilibrage* et son *exploitant de réseau de transport*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives :

- actifs matériels ; ou

- pièces justificatives datées, comme des fiches techniques et des documents d'installation d'équipement, des fiches d'essai, des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions d'enregistrements vocaux ou des communications électroniques. (E8)

E9. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *exploitant de réseau de transport* et *responsable de l'équilibrage* doit mettre à l'essai sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange* au moins une fois par mois civil. En cas d'échec à cet essai, l'entité responsable doit entreprendre de réparer sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange* ou d'en désigner une autre dans un délai de 2 heures.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel et exploitation le même jour]

M9. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *exploitant de réseau de transport* et *responsable de l'équilibrage* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a mis à l'essai, au moins une fois par mois civil, sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange* désignée selon les exigences E2, E4 et E6 respectivement. En cas d'échec à cet essai, l'entité doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'elle a entrepris la réparation ou désigné une autre capacité de *communication interpersonnelle de rechange* dans un délai de 2 heures. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : fiches d'essai horodatées, journaux d'exploitation, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux ou communications électroniques. (E9)

E10. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *exploitant de réseau de transport* et *responsable de l'équilibrage* doit aviser les entités indiquées aux exigences E1, E3 et E5 respectivement dans les 60 minutes suivant la détection d'une défaillance d'au moins 30 minutes de sa capacité de *communication interpersonnelle*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

M10. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *exploitant de réseau de transport* et *responsable de l'équilibrage* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a avisé les entités indiquées aux exigences E1, E3 et E5 respectivement dans les 60 minutes suivant la détection d'une défaillance d'au moins 30 minutes de sa capacité de *communication interpersonnelle*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : fiches d'essai horodatées, journaux d'exploitation, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux ou communications électroniques. (E10)

E11. Chaque *distributeur* et *exploitant d'installation de production* qui détecte une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle* doit consulter chacune des entités touchées par cette défaillance (indiquées à l'exigence E7 pour un *distributeur* et à l'exigence E8 pour un *exploitant d'installation de production*) afin d'établir des mesures mutuellement acceptables pour le rétablissement de sa capacité de *communication interpersonnelle*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

M11. Chaque *distributeur* et *exploitant d'installation de production* qui détecte une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a consulté chacune des entités touchées par cette défaillance (indiquées à l'exigence E7 pour un *distributeur* et à l'exigence E8 pour un *exploitant d'installation de production*) afin d'établir des mesures mutuellement acceptables pour le rétablissement de sa capacité de *communication interpersonnelle*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux ou communications électroniques. (E11)

E12. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *exploitant de réseau de transport*, *exploitant d'installation de production* et *responsable de l'équilibrage* doit disposer d'une capacité de *communication interpersonnelle* interne pour les échanges d'information nécessaires à l'*exploitation fiable* du *BES*. Cette exigence s'étend à la capacité de communication entre les *centres de contrôle* au sein de la même entité fonctionnelle ainsi qu'entre un *centre de contrôle* et le personnel sur le terrain.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

M12. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *exploitant de réseau de transport*, *exploitant d'installation de production* et *responsable de l'équilibrage* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il dispose d'une capacité de *communication interpersonnelle* interne. Exemples non limitatifs de pièces justificatives :

- actifs matériels ; ou
- pièces justificatives datées, comme des fiches techniques et des documents d'installation d'équipement, des procédures d'exploitation, des fiches d'essai, des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions d'enregistrements vocaux ou des communications électroniques. (E12)

E13. Chaque *distributeur* doit disposer d'une capacité de *communication interpersonnelle* interne pour les échanges d'information nécessaires à l'*exploitation fiable* du BES. Cette exigence s'étend à la capacité de communication entre les centres de contrôle au sein de la même entité fonctionnelle ainsi qu'entre un centre de contrôle et le personnel sur le terrain.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

M13. Chaque *distributeur* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il dispose d'une capacité de *communication interpersonnelle* interne. Exemples non limitatifs de pièces justificatives :

- actifs matériels ; ou
- pièces justificatives datées, comme des fiches techniques et des documents d'installation d'équipement, des procédures d'exploitation, des fiches d'essai, des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions d'enregistrements vocaux ou des communications électroniques. (E13)

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives de conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces plus longtemps aux fins d'une enquête :

- Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver, relativement aux exigences E1, E2, E9 et E10 ainsi qu'aux mesures M1, M2, M9 et M10, une documentation écrite pour les 12 derniers mois civils et des enregistrements vocaux pour les 90 derniers jours civils.
- L'*exploitant de réseau de transport* doit conserver, relativement aux exigences E3, E4, E9 et E10 ainsi qu'aux mesures M3, M4, M9 et M10, une documentation écrite pour les 12 derniers mois civils et des enregistrements vocaux pour les 90 derniers jours civils.
- Le *responsable de l'équilibrage* doit conserver, relativement aux exigences E5, E6, E9 et E10 ainsi qu'aux mesures M5, M6, M9 et M10, une documentation écrite pour les 12 derniers mois civils et des enregistrements vocaux pour les 90 derniers jours civils.
- Le *distributeur* doit conserver, relativement aux exigences E7 et E11 ainsi qu'aux mesures M7 et M11, une documentation écrite pour les 12 derniers mois civils et des enregistrements vocaux pour les 90 derniers jours civils.
- L'*exploitant d'installation de production* doit conserver, relativement aux exigences E8 et E11 ainsi qu'aux mesures M8 et M11, une documentation écrite pour les 12 derniers mois civils et des enregistrements vocaux pour les 90 derniers jours civils.
- L'entité responsable doit conserver, relativement à l'exigence E12 ainsi qu'à la mesure M12, une documentation écrite pour les 12 derniers mois civils et des enregistrements vocaux pour les 90 derniers jours civils.
- L'entité responsable doit conserver, relativement à l'exigence E13 ainsi qu'à la mesure M13, une documentation écrite pour les 12 derniers mois civils et des enregistrements vocaux pour les 90 derniers jours civils.

1.3. Programme de surveillance de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la norme de fiabilité.

Niveaux de gravité de la non-conformité

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la fiabilité* ne disposait pas d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec une des entités indiquées aux alinéas 1.1 ou 1.2 de l'exigence E1, sauf en cas de détection par le *coordonnateur de la fiabilité* d'une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle* selon l'exigence E10.	Le *coordonnateur de la fiabilité* ne disposait pas d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec au moins deux des entités indiquées aux alinéas 1.1 ou 1.2 de l'exigence E1, sauf en cas de détection par le *coordonnateur de la fiabilité* d'une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle* selon l'exigence E10.
E2	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas désigné une capacité de *communication interpersonnelle de rechange* avec une des entités indiquées aux alinéas 2.1 ou 2.2 de l'exigence E2.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas désigné une capacité de *communication interpersonnelle de rechange* avec au moins deux des entités indiquées aux alinéas 2.1 ou 2.2 de l'exigence E2.
E3	S. O.	S. O.	L'*exploitant de réseau de transport* ne disposait pas d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec une des entités indiquées aux alinéas 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 ou 3.6 de l'exigence E3, sauf en cas de détection par l'*exploitant de réseau de transport* d'une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle* selon l'exigence E10.	L'*exploitant de réseau de transport* ne disposait pas d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec au moins deux des entités indiquées aux alinéas 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 ou 3.6 de l'exigence E3, sauf en cas de détection par l'*exploitant de réseau de transport* d'une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle* selon l'exigence E10.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4	S. O.	S. O.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas désigné une capacité de *communication interpersonnelle de rechange* avec une des entités indiquées aux alinéas 4.1, 4.2, 4.3 ou 4.4 de l'exigence E4.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas désigné une capacité de *communication interpersonnelle de rechange* avec au moins deux des entités indiquées aux alinéas 4.1, 4.2, 4.3 ou 4.4 de l'exigence E4.
E5	S. O.	S. O.	Le *responsable de l'équilibrage* ne disposait pas d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec une des entités indiquées aux alinéas 5.1, 5.2, 5.3, 5.4 ou 5.5 de l'exigence E5, sauf en cas de détection par le *responsable de l'équilibrage* d'une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle* selon l'exigence E10.	Le *responsable de l'équilibrage* ne disposait pas d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec au moins deux des entités indiquées aux alinéas 5.1, 5.2, 5.3, 5.4 ou 5.5 de l'exigence E5, sauf en cas de détection par le *responsable de l'équilibrage* d'une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle* selon l'exigence E10.
E6	S. O.	S. O.	Le *responsable de l'équilibrage* n'a pas désigné une capacité de *communication interpersonnelle de rechange* avec une des entités indiquées aux alinéas 6.1, 6.2 ou 6.3 de l'exigence E6.	Le *responsable de l'équilibrage* n'a pas désigné une capacité de *communication interpersonnelle de rechange* avec au moins deux des entités indiquées aux alinéas 6.1, 6.2 ou 6.3 de l'exigence E6.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E7	S. O.	S. O.	Le *distributeur* ne disposait pas d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec une des entités indiquées aux alinéas 7.1 ou 7.2 de l'exigence E7, sauf en cas de détection par le *distributeur* d'une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle* selon l'exigence E11.	Le *distributeur* ne disposait pas d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec au moins deux des entités indiquées aux alinéas 7.1 ou 7.2 de l'exigence E7, sauf en cas de détection par le *distributeur* d'une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle* selon l'exigence E11.
E8	S. O.	S. O.	L'*exploitant d'installation de production* ne disposait pas d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec une des entités indiquées aux alinéas 8.1 ou 8.2 de l'exigence E8, sauf en cas de détection par l'*exploitant d'installation de production* d'une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle* selon l'exigence E11.	L'*exploitant d'installation de production* ne disposait pas d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec au moins deux des entités indiquées aux alinéas 8.1 ou 8.2 de l'exigence E8, sauf en cas de détection par l'*exploitant d'installation de production* d'une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle* selon l'exigence E11.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E9	Le *coordonnateur de la fiabilité*, l'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* a mis à l'essai sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange*, mais n'a pas entrepris de réparer sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange* ou d'en désigner une autre dans un délai de plus de 2 heures et d'au plus 4 heures.	Le *coordonnateur de la fiabilité*, l'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* a mis à l'essai sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange*, mais n'a pas entrepris de réparer sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange* ou d'en désigner une autre dans un délai de plus de 4 heures et d'au plus 6 heures.	Le *coordonnateur de la fiabilité*, l'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* a mis à l'essai sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange*, mais n'a pas entrepris de réparer sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange* ou d'en désigner une autre dans un délai de plus de 6 heures et d'au plus 8 heures.	Le *coordonnateur de la fiabilité*, l'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* n'a pas mis à l'essai sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange* une fois par mois civil. OU Le *coordonnateur de la fiabilité*, l'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* a mis à l'essai sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange*, mais n'a pas entrepris de réparer sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange* ou d'en désigner une autre dans un délai de 8 heures.
E10	Le *coordonnateur de la fiabilité*, l'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* n'a pas avisé les entités indiquées aux exigences E1, E3, et E5 respectivement suivant la détection d'une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle* dans un délai de plus de 60 minutes et d'au plus 70 minutes.	Le *coordonnateur de la fiabilité*, l'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* n'a pas avisé les entités indiquées aux exigences E1, E3, et E5 respectivement suivant la détection d'une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle* dans un délai de plus de 70 minutes et d'au plus 80 minutes.	Le *coordonnateur de la fiabilité*, l'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* n'a pas avisé les entités indiquées aux exigences E1, E3, et E5 respectivement suivant la détection d'une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle* dans un délai de plus de 80 minutes et d'au plus 90 minutes.	Le *coordonnateur de la fiabilité*, l'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* n'a pas avisé les entités indiquées aux exigences E1, E3, et E5 respectivement suivant la détection d'une défaillance de sa capacité de communication interpersonnelle dans un délai de plus de 90 minutes.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E11	S. O.	S. O.	S. O.	Le *distributeur* ou l'*exploitant d'installation de production* a détecté une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle*, mais n'a pas consulté chacune des entités touchées par cette défaillance (indiquées à l'exigence E7 pour un *distributeur* et à l'exigence E8 pour un *exploitant d'installation de production*) afin d'établir des mesures mutuellement acceptables pour le rétablissement de sa capacité de *communication interpersonnelle*.
E12	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la fiabilité*, l'*exploitant de réseau de transport*, l'*exploitant d'installation de production* ou le *responsable de l'équilibrage* ne disposait pas d'une capacité de *communication interpersonnelle* interne pour les échanges de renseignements d'exploitation.
E13	S. O.	S. O.	S. O.	Le *distributeur* ne disposait pas d'une capacité de *communication interpersonnelle* interne pour les échanges de renseignements d'exploitation.

D. Différences régionales

Aucune différence n'a été établie.

E. Documents connexes

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1er avril 2005	Entrée en vigueur.	Nouveau document
0	8 août 2005	Suppression du mot « proposed » dans la date d'entrée en vigueur de la version anglaise.	Erratum
1	1er novembre 2006	Adoption par le Conseil d'administration.	Révision
1	4 avril 2007	Approbation réglementaire – date d'entrée en vigueur	Nouveau document
1	6 avril 2007	À l'exigence 1, ajout du mot « for » entre « facilities » et « the exchange » dans la version anglaise.	Erratum
1.1	29 octobre 2008	Adoption des erratums par le Conseil d'administration de la NERC, avec changement à « 1.1 » du numéro de version.	Erratum
2	7 novembre 2012	Adoption par le Conseil d'administration.	Modification selon la demande SAR du projet 2006-06, Coordination de la fiabilité (équipe de rédaction des normes de coordination de la fiabilité). Remplacement de l'exigence E1 par les exigences E1 à E8, et de l'exigence E2 par l'exigence E9 ; inclusion de l'exigence E3 dans la nouvelle exigence E1 ; l'exigence E4 reste en vigueur en attente du projet 2007-02 ; retrait de l'exigence E5, redondante avec l'exigence E1 de la norme EOP-008-0 ; retrait de l'exigence E6 en rapport avec les procédures de l'ERO ; ajout des nouvelles exigences E10 et E11.
2	16 avril 2015	Ordonnance de la FERC approuvant la norme COM-001-2.	

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
2.1	25 août 2015	Changement des alinéas numérotés sous	2.1
2.1	13 novembre 2015	Ordonnance de la FERC approuvant l'erratum de la version COM-001-2.1.	Erratum visant la correction d'erreurs de numérotation des alinéas de l'exigence E6.
3	11 août 2016	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouvelle version
3	28 octobre 2016	Ordonnance de la FERC approuvant la version COM-001-3 (dossier RD16-9-000).	

Justification

Justification de l'exigence E12

Dans cette exigence, l'accent est mis sur la **capacité** dont l'entité doit disposer pour les échanges d'information nécessaires à l'*exploitation fiable* du *BES*. L'entité doit avoir la capacité de communiquer à l'interne par « tout moyen de communication par lequel au moins deux personnes peuvent interagir, se consulter ou échanger de l'information ». La norme ne donne pas de précisions sur le type de capacité (équipement ou logiciels, etc.) ; il revient à l'entité de déterminer le type de capacité approprié. L'entité doit toutefois avoir la capacité d'échanger de l'information **chaque fois** que les *communications interpersonnelles* internes peuvent influer directement sur l'exploitation du *BES*. Ainsi, les *centres de contrôle* de l'entité fonctionnelle visée doivent avoir la capacité d'échanger à l'interne de l'information entre eux ; c'est le cas, par exemple, pour un *TOP* qui comporte plusieurs *centres de contrôle* dispersés géographiquement. La capacité de communication peut être réalisée par tout moyen qui permet une *communication interpersonnelle*, par exemple une ligne téléphonique terrestre, la téléphonie cellulaire, la téléphonie VoIP (voix sur IP), la téléphonie par satellite, les radiocommunications ou le courrier électronique. En outre, les entités visées doivent avoir une capacité d'échange d'information entre tout *centre de contrôle* et le personnel sur le terrain : par exemple, un répartiteur d'un *TOP* qui demande au personnel sur le terrain d'exécuter une activité liée à la fiabilité, comme une manœuvre visant des *installations*.

Dans le cadre des activités normales d'un *centre de contrôle*, les répartiteurs qui y travaillent communiquent entre eux selon les besoins pour assurer la fiabilité du *BES*, notamment par des échanges en personne. Ces communications internes ont lieu à tout moment au cours des activités d'exploitation. Sans exclure les communications de ce type, cette exigence porte essentiellement sur la capacité d'une entité d'assurer les communications à l'interne dans les cas où des échanges en personne ne sont pas possibles.

Justification de l'exigence E13

Dans cette exigence, le terme « centre de contrôle » est utilisé sans italiques parce qu'il ne renvoie pas à la définition de ce terme dans le glossaire de la NERC. En effet, le *distributeur* ne fait pas partie des entités citées dans cette définition, qui se lit comme suit : « Une ou plusieurs installations (y compris les centres informatiques connexes) qui hébergent un personnel d'exploitation qui surveille et contrôle le *système de production-transport d'électricité* (*BES*) en temps réel afin d'assurer les tâches de fiabilité de : 1) un *coordonnateur de la fiabilité* ; 2) un *responsable de l'équilibrage* ; 3) un *exploitant de réseau de transport* pour des *installations* de transport à deux endroits ou plus ; 4) un *exploitant d'installation de production* pour des *installations* de production à deux endroits ou plus. » Dans cette exigence, « centre de contrôle » désigne les installations du *distributeur* qui hébergent un personnel d'exploitation assurant les fonctions opérationnelles du *distributeur* qui sont nécessaires à l'*exploitation fiable* du *BES* ; ces installations sont souvent désignées par les termes « centre d'exploitation de distribution » ou « centre de distribution ». Comme exemples de *distributeurs* qui échangent de l'information nécessaire à l'*exploitation fiable* du *BES*, on peut citer les *distributeurs* qui participent à des plans de remise en charge, à des plans de délestage de charge, à des reconfigurations charge et à des plans de réglage de tension. Le *distributeur* doit avoir la capacité d'échanger de l'information **chaque fois** que les *communications interpersonnelles* internes peuvent influer directement sur l'exploitation du *BES*. Par conséquent, le *distributeur* doit avoir la capacité d'échanger de l'information entre les centres de contrôle selon les besoins. Par exemple, un *distributeur* ayant plusieurs centres de contrôle dispersés géographiquement, entre lesquels des échanges en personne ne sont pas possibles, doit avoir une capacité de communication à l'interne pour ceux-ci.

Annexe QC-COM-001-3
Dispositions particulières de la norme COM-001-3 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : **Communications**

2. Numéro : COM-001-3

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité : Aucune disposition particulière

5. Date d'entrée en vigueur au Québec :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 8 juin 2020

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 8 juin 2020

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er avril 2021

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de l'application de la norme de fiabilité et de son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Programme de surveillance de la conformité

Le Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes de fiabilité du Québec (PSCAQ) de la Régie de l'énergie identifie les processus de surveillance de la conformité qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

Annexe QC-COM-001-3
Dispositions particulières de la norme COM-001-3 applicables au Québec

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière

Le tableau suivant corrige le tableau de la norme :

E9	Le *coordonnateur de la fiabilité*, l'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* a mis à l'essai sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange*, mais après un échec à cet essai, a entrepris de réparer sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange* ou d'en désigner une autre dans un délai de plus de 2 heures et d'au plus 4 heures.	Le *coordonnateur de la fiabilité*, l'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* a mis à l'essai sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange*, mais après un échec à cet essai, a entrepris de réparer sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange* ou d'en désigner une autre dans un délai de plus de 4 heures et d'au plus 6 heures.	Le *coordonnateur de la fiabilité*, l'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* a mis à l'essai sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange*, mais après un échec à cet essai, a entrepris de réparer sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange* ou d'en désigner une autre dans un délai de plus de 6 heures et d'au plus 8 heures.	Le *coordonnateur de la fiabilité*, l'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* n'a pas mis à l'essai sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange* une fois par mois civil. OU Le *coordonnateur de la fiabilité*, l'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* a mis à l'essai sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange*, mais en cas d'échec à cet essai, n'a pas entrepris de réparer sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange* ou d'en désigner une autre dans un délai de 8 heures.
E10	Le *coordonnateur de la fiabilité*, l'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* a avisé les entités indiquées aux exigences E1, E3, et E5 respectivement, mais dans un délai de plus de 60 minutes et d'au plus 70 minutes suivant la détection d'une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle*.	Le *coordonnateur de la fiabilité*, l'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* a avisé les entités indiquées aux exigences E1, E3, et E5 respectivement, mais dans un délai de plus de 70 minutes et d'au plus 80 minutes suivant la détection d'une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle*.	Le *coordonnateur de la fiabilité*, l'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* a avisé les entités indiquées aux exigences E1, E3, et E5 respectivement, mais dans un délai de plus de 80 minutes et d'au plus 90 minutes suivant la détection d'une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle*.	Le *coordonnateur de la fiabilité*, l'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* n'a pas avisé les entités indiquées aux exigences E1, E3, et E5 respectivement dans un délai de 90 minutes suivant la détection d'une défaillance de sa capacité de communication interpersonnelle.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Historique des versions

Aucune disposition particulière

Le tableau suivant corrige le tableau dans la norme :

2.1	25 août 2015	Changement de la numérotation des sections de l'exigence E6 pour concorder avec les exigences correspondantes	2.1

Historique des révisions

Révision	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	8 juin 2020	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : Protocoles de communication à l'intention du personnel d'exploitation

2. Numéro : COM-002-4

3. Objet : Améliorer les communications relatives à la formulation d'*instructions d'exploitation* en adoptant des protocoles de communication prédéfinis visant à réduire les risques d'erreurs éventuelles de communication pouvant donner lieu à un acte ou à une inaction nuisible à la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (BES).

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1 *Responsable de l'équilibrage*

4.1.2 *Distributeur*

4.1.3 *Coordonnateur de la fiabilité*

4.1.4 *Exploitant de réseau de transport*

4.1.5 *Exploitant d'installation de production*

5. Date d'entrée en vigueur :

La norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois après son approbation par un organisme gouvernemental pertinent ou selon les dispositions prévues dans les territoires où une approbation par un organisme gouvernemental pertinent est requise pour qu'une norme puisse entrer en vigueur. Dans les territoires où l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, la norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois après son adoption par le Conseil d'administration de la NERC ou selon les dispositions prévues dans ces territoires.

B. Exigences

E1. Chaque *responsable de l'équilibrage*, *coordonnateur de la fiabilité* et *exploitant de réseau de transport* doit établir des protocoles de communication documentés pour les membres de son personnel d'exploitation qui transmettent et reçoivent des *instructions d'exploitation*. Ces protocoles doivent, au minimum :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

1.1. exiger que tout membre de son personnel d'exploitation qui transmet et reçoit une *instruction d'exploitation* verbale ou écrite le fasse en anglais, sauf entente particulière (il est permis d'employer une autre langue pour les activités internes) ;

1.2. exiger que tout membre de son personnel d'exploitation qui transmet une *instruction d'exploitation* verbale de personne à personne entre deux parties prenne l'une des mesures suivantes :

- confirmer la réponse du destinataire si l'information répétée par celui-ci est correcte ;
- transmettre de nouveau l'*instruction d'exploitation* si l'information répétée est incorrecte ou si le destinataire le lui demande ;
- recourir à une autre mesure s'il ne reçoit pas de réponse ou si le destinataire n'a pas compris l'*instruction d'exploitation* ;

1.3. exiger que tout membre de son personnel d'exploitation qui reçoit une *instruction d'exploitation* verbale de personne à personne entre deux parties prenne l'une des mesures suivantes :

- répéter (mot à mot ou autrement) l'*instruction d'exploitation* et se faire confirmer par l'émetteur que cette réponse était correcte ;
- demander à l'émetteur de transmettre de nouveau l'*instruction d'exploitation* ;

1.4. exiger que tout membre de son personnel d'exploitation qui transmet simultanément à plusieurs destinataires une *instruction d'exploitation* verbale ou écrite confirme ou vérifie la réception de l'*instruction d'exploitation* par au moins un de ses destinataires ;

1.5. spécifier les cas où la transmission d'une *instruction d'exploitation* verbale ou écrite doit comporter une indication temporelle, ainsi que le format de cette indication ;

1.6. indiquer la nomenclature à adopter pour les *éléments* et les *installations* d'interface du réseau de *transport* lors de la transmission d'une *instruction d'exploitation* verbale ou écrite.

E2. Chaque *responsable de l'équilibrage*, *coordonnateur de la fiabilité* et *exploitant de réseau de transport* doit assurer la formation initiale des membres de son personnel d'exploitation affectés à l'exploitation en *temps réel* du *système de production-transport d'électricité* interconnecté relativement aux protocoles de communication établis selon l'exigence E1 avant de les autoriser à transmettre une *instruction d'exploitation.*
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

E3. Chaque *distributeur* et *exploitant d'installation de production* doit assurer la formation initiale des membres de son personnel d'exploitation susceptibles de recevoir une *instruction d'exploitation* verbale de personne à personne entre deux parties, avant de les autoriser à recevoir une telle *instruction d'exploitation*, afin de leur faire savoir qu'ils doivent, selon le cas :
[Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

- répéter (mot à mot ou autrement) l'*instruction d'exploitation* et se faire confirmer par l'émetteur que cette réponse était correcte ; ou
- demander à l'émetteur de transmettre de nouveau l'*instruction d'exploitation.*

E4. Chaque *responsable de l'équilibrage*, *coordonnateur de la fiabilité* et *exploitant de réseau de transport* doit, au moins une fois tous les 12 mois civils :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

4.1. évaluer le respect des protocoles de communication établis selon l'exigence E1 par les membres de son personnel d'exploitation qui transmettent et reçoivent des *instructions d'exploitation*, informer ceux-ci des résultats de l'évaluation et prendre toute mesure corrective jugée appropriée par l'entité en cas d'écart par rapport aux protocoles documentés ;

4.2. évaluer l'efficacité de ses protocoles de communication établis selon l'exigence E1 pour les membres de son personnel d'exploitation qui transmettent et reçoivent des *instructions d'exploitation*, et modifier au besoin ces protocoles.

E5. Chaque *responsable de l'équilibrage, coordonnateur de la fiabilité* et *exploitant de réseau de transport* qui transmet une *instruction d'exploitation* verbale de personne à personne entre deux parties pendant une *urgence*, à l'exclusion d'une *instruction d'exploitation* verbale ou écrite simultanée par une partie à plusieurs destinataires, doit prendre une des mesures suivantes :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

- confirmer la réponse du destinataire si l'information répétée par celui-ci (conformément à l'exigence E6) est correcte ;
- transmettre de nouveau l'*instruction d'exploitation* si l'information répétée est incorrecte ou si le destinataire le lui demande ; ou
- recourir à une autre mesure s'il ne reçoit pas de réponse ou si le destinataire n'a pas compris l'*instruction d'exploitation*.

E6. Chaque *responsable de l'équilibrage, distributeur, exploitant d'installation de production* et *exploitant de réseau de transport* qui reçoit une *instruction d'exploitation* verbale de personne à personne entre deux parties pendant une *urgence*, à l'exclusion d'une *instruction d'exploitation* verbale ou écrite simultanée par une partie à plusieurs destinataires, doit prendre une des mesures suivantes :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

- répéter (mot à mot ou autrement) l'*instruction d'exploitation* et se faire confirmer par l'émetteur que cette réponse était correcte ; ou
- demander à l'émetteur de transmettre de nouveau l'*instruction d'exploitation*.

E7. Chaque *responsable de l'équilibrage, coordonnateur de la fiabilité* et *exploitant de réseau de transport* qui transmet simultanément à plusieurs destinataires une *instruction d'exploitation* verbale ou écrite pendant une *urgence* doit confirmer ou vérifier la réception de l'*instruction d'exploitation* par au moins un de ses destinataires.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

C. Mesures

M1. Chaque *responsable de l'équilibrage, coordonnateur de la fiabilité* et *exploitant de réseau de transport* doit fournir ses protocoles de communication établis selon l'exigence E1.

M2. Chaque *responsable de l'équilibrage, coordonnateur de la fiabilité* et *exploitant de réseau de transport* doit fournir ses dossiers de formation initiale relatifs à ses protocoles de communication établis selon l'exigence E1, par exemple des registres de présences, des ordres du jour, des objectifs de formation ou du matériel de cours, aux fins de la conformité à l'exigence E2.

M3. Chaque *distributeur* et *exploitant d'installation de production* doit fournir les dossiers de formation initiale de son personnel d'exploitation, par exemple des registres de présences, des ordres du jour, des objectifs de formation ou du matériel de cours, aux fins de la conformité à l'exigence E3.

M4. Chaque *responsable de l'équilibrage*, *coordonnateur de la fiabilité* et *exploitant de réseau de transport* doit fournir des pièces justificatives de ses évaluations, par exemple des feuilles de chiffrier, des registres ou d'autres pièces justificatives attestant la communication des résultats, l'évaluation de l'efficacité des protocoles de communication établis selon l'exigence E1 ainsi que tout changement apporté à ceux-ci, aux fins de la conformité à l'exigence E4. L'entité doit fournir, dans le cadre de son évaluation, des pièces justificatives pour toute mesure corrective prise à la suite d'un cas de non-respect des protocoles établis selon l'exigence E1 constituant la cause unique ou partielle d'une *urgence*, ainsi que pour tous les autres cas où l'entité a jugé approprié de prendre une mesure pour corriger un écart par rapport aux protocoles établis selon l'exigence E1.

M5. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *exploitant de réseau de transport* et *responsable de l'équilibrage* qui a transmis une *instruction d'exploitation* verbale de personne à personne entre deux parties pendant une *urgence*, à l'exclusion d'une i*nstruction d'exploitation* verbale ou écrite simultanée par une partie à plusieurs destinataires, doit avoir une ou des pièces justificatives attestant que l'émetteur : 1) a confirmé que la réponse du destinataire de l'*instruction d'exploitation* était correcte ; 2) a transmis de nouveau l'*instruction d'exploitation* si l'information répétée par le destinataire était incorrecte, ou à la demande du destinataire ; ou 3) a recouru à une autre mesure s'il n'a pas reçu de réponse ou si le destinataire n'a pas compris l'*instruction d'exploitation*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : enregistrements vocaux horodatés, transcriptions horodatées d'enregistrements vocaux ou journaux d'exploitation datés attestant la conformité à l'exigence E5.

M6. Chaque *responsable de l'équilibrage*, *distributeur*, *exploitant d'installation de production* et *exploitant de réseau de transport* qui était le destinataire d'une *instruction d'exploitation* verbale de personne à personne entre deux parties pendant une *urgence* (à l'exclusion d'une *instruction d'exploitation* verbale ou écrite simultanée à plusieurs destinataires) doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a répété (mot à mot ou autrement) l'*instruction d'exploitation* et s'est fait confirmer par l'émetteur que cette réponse était correcte, ou a demandé à l'émetteur de transmettre de nouveau l'*instruction d'exploitation*, conformément à l'exigence E6. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : enregistrements vocaux horodatés (si l'entité détient de tels enregistrements), journaux d'exploitation datés, attestation de l'émetteur de l'*instruction d'exploitation*, notes de service ou transcriptions.

M7. Chaque *responsable de l'équilibrage*, *coordonnateur de la fiabilité* et *exploitant de réseau de transport* qui a transmis simultanément à plusieurs destinataires une *instruction d'exploitation* verbale ou écrite pendant une *urgence* doit fournir une ou des pièces justificatives attestant que l'*instruction d'exploitation* a été reçue par au moins un de ses destinataires. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : enregistrements vocaux horodatés (si l'entité détient de tels enregistrements), journaux d'exploitation datés, enregistrements électroniques, notes de service ou transcriptions.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « responsable de la surveillance de l'application des normes » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des données

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Chaque *responsable de l'équilibrage*, *distributeur*, *exploitant d'installation de production*, *coordonnateur de la fiabilité* et *exploitant de réseau de transport* doit conserver pour chaque exigence pertinente des données ou des pièces justificatives couvrant l'année civile en cours et une année civile précédente (à l'exception des enregistrements vocaux, qui doivent être conservés pendant au moins 90 jours civils), à moins que son CEA lui demande de conserver certaines pièces plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

Si un *responsable de l'équilibrage*, un *distributeur*, un *exploitant d'installation de production*, un *coordonnateur de la fiabilité* ou un *exploitant de réseau de transport* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le CEA doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit de conformité subséquents demandés et présentés.

Processus de surveillance et de mise en application des normes

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations de non-conformité

Plaintes

1.3. Autres informations sur la conformité :

Aucune.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification à long terme	Faible	L’entité responsable n’a pas spécifié les cas où la transmission d’une *instruction d’exploitation* verbale ou écrite doit comporter une indication temporelle, ainsi que le format de cette indication, comme le spécifie l’alinéa 1.5 de l’exigence E1. OU L’entité responsable n’a pas indiqué la nomenclature à adopter pour les *éléments* et les *installations* d’interface du réseau de *transport* lors de la transmission d’une *instruction d’exploitation* verbale ou écrite, comme le spécifie l’alinéa 1.6 de l’exigence E1.	L’entité responsable n’a pas exigé que l’émetteur et le destinataire d’une *instruction d’exploitation* verbale ou écrite utilisent l’anglais (sauf entente particulière), comme le spécifie l’alinéa 1.1 de l’exigence E1 (il est permis d’employer une autre langue pour les activités internes).	L’entité responsable a omis l’alinéa 1.4 de l’exigence E1 dans ses protocoles de communication documentés.	L’entité responsable a omis l’alinéa 1.2 de l’exigence E1 dans ses protocoles de communication documentés. OU L’entité responsable a omis l’alinéa 1.3 de l’exigence E1 dans ses protocoles de communication documentés. OU L’entité responsable n’a pas établi de protocoles de communication documentés comme le demande l’exigence E1.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	Planification à long terme	Faible	S. O.	S. O.	Un des opérateurs de l’entité responsable affectés à l’exploitation en *temps réel* du *système de production-transport d’électricité* interconnecté a transmis une *instruction d’exploitation* avant d’avoir reçu une formation sur les protocoles de communication établis selon l’exigence E1.	Un des opérateurs de l’entité responsable affectés à l’exploitation en *temps réel* du *système de production-transport d’électricité* interconnecté a transmis une *instruction d’exploitation* pendant une *urgence* avant d’avoir reçu une formation sur les protocoles de communication établis selon l’exigence E1.
E3	Planification à long terme	Faible	S. O.	S. O.	Un des opérateurs de l’entité responsable a reçu une *instruction d’exploitation* avant d’avoir reçu une formation appropriée.	Un des opérateurs de l’entité responsable a reçu une *instruction d’exploitation* pendant une *urgence* avant d’avoir reçu une formation appropriée.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4	Planification de l’exploitation	Moyen	L’entité responsable a évalué le respect des protocoles de communication établis selon l’exigence E1 par les membres de son personnel d’exploitation qui transmettent et reçoivent des *instructions d’exploitation*, a informé ceux-ci des résultats de l’évaluation et a pris toute mesure corrective jugée appropriée. ET L’entité responsable a évalué l’efficacité de ses protocoles de communication établis selon l’exigence E1 pour les membres de son personnel d’exploitation qui transmettent et reçoivent des *instructions d’exploitation*, et a modifié ces protocoles au besoin. ET L’entité responsable a dépassé l’intervalle de 12 mois civils entre les évaluations.	L’entité responsable a évalué le respect des protocoles de communication établis selon l’exigence E1 par les membres de son personnel d’exploitation qui transmettent et reçoivent des *instructions d’exploitation*, mais n’a pas informé ceux-ci des résultats de l’évaluation. OU L’entité responsable a évalué le respect des protocoles de communication établis selon l’exigence E1 par les membres de son personnel d’exploitation qui transmettent et reçoivent des *instructions d’exploitation* et a informé ceux-ci des résultats de l’évaluation, mais n’a pas pris les mesures correctives jugées appropriées. OU L’entité responsable a évalué l’efficacité de ses protocoles de communication établis	L’entité responsable n’a pas évalué le respect des protocoles de communication établis selon l’exigence E1 par les membres de son personnel d’exploitation qui transmettent et reçoivent des *instructions d’exploitation*. OU L’entité responsable n’a pas évalué l’efficacité de ses protocoles de communication établis selon l’exigence E1 pour les membres de son personnel d’exploitation qui transmettent et reçoivent des *instructions d’exploitation*.	L’entité responsable n’a pas évalué le respect des protocoles de communication établis selon l’exigence E1 par les membres de son personnel d’exploitation qui transmettent et reçoivent des *instructions d’exploitation*. ET L’entité responsable n’a pas évalué l’efficacité de ses protocoles de communication établis selon l’exigence E1 pour les membres de son personnel d’exploitation qui transmettent et reçoivent des *instructions d’exploitation*.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				selon l'exigence E1 pour les membres de son personnel d'exploitation qui transmettent et reçoivent des *instructions d'exploitation*, mais n'a pas modifié ces protocoles au besoin.		
E5	Exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	L'entité responsable qui a transmis une *instruction d'exploitation* pendant une *urgence* n'a pris aucune des mesures suivantes : • confirmer la réponse du destinataire si l'information répétée par celui-ci (conformément à l'exigence E6) était correcte ; • transmettre de nouveau l'*instruction d'exploitation* si l'information répétée était incorrecte ou à la demande du destinataire ; • recourir à une autre mesure si elle n'a pas reçu de réponse ou si le destinataire n'a pas compris l'*instruction d'exploitation*.	S. O.	L'entité responsable qui a transmis une *instruction d'exploitation* pendant une *urgence* n'a pris aucune des mesures suivantes : • confirmer la réponse du destinataire si l'information répétée par celui-ci (conformément à l'exigence E6) était correcte ; • transmettre de nouveau l'*instruction d'exploitation* si l'information répétée était incorrecte ou à la demande du destinataire ; • recourir à une autre mesure si elle n'a pas reçu de réponse ou si le destinataire n'a pas

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						compris l'*instruction d'exploitation*. ET Cette omission a entraîné une instabilité, une séparation fortuite ou des déclenchements en cascade.
E6	Exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	L'entité responsable qui a reçu une *instruction d'exploitation* pendant une *urgence* n'a pas répété (mot à mot ou autrement) l'*instruction d'exploitation* et obtenu de l'émetteur la confirmation que cette réponse était correcte, ni demandé à l'émetteur de transmettre de nouveau l'*instruction d'exploitation*.	S. O.	L'entité responsable qui a reçu une *instruction d'exploitation* pendant une *urgence* n'a pas répété (mot à mot ou autrement) l'*instruction d'exploitation* et obtenu de l'émetteur la confirmation que cette réponse était correcte, ni demandé à l'émetteur de transmettre de nouveau l'*instruction d'exploitation*. ET Cette omission a entraîné une instabilité, une séparation fortuite ou des déclenchements en cascade.
E7	Exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	L'entité responsable qui a transmis simultanément à plusieurs destinataires une *instruction*	S. O.	L'entité responsable qui a transmis simultanément à plusieurs destinataires une *instruction*

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				d’exploitation verbale ou écrite pendant une *urgence* n’a pas confirmé ni vérifié la réception de l’*instruction d’exploitation* par au moins un de ses destinataires.		*d’exploitation* verbale ou écrite pendant une *urgence* n’a pas confirmé ni vérifié la réception de l’*instruction d’exploitation* par au moins un de ses destinataires. ET Cette omission a entraîné une instabilité, une séparation fortuite ou des déclenchements en cascade.

E. Différences régionales

Aucune.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1er avril 2005	Date d'entrée en vigueur	Nouveau
0	8 août 2005	Suppression du mot « proposed » dans la date d'entrée en vigueur de la version anglaise.	Erratum
1	7 février 2006	Adoption par le Conseil d'administration	Ajout de mesures et d'éléments de conformité
2	1er novembre 2006	Adoption par le Conseil d'administration	Modification apportée conformément à la demande SAR pour le projet 2006-06, Coordination de la fiabilité (équipe de rédaction des normes de coordination de la fiabilité). Retrait de l'exigence E1, de l'alinéa E1.1 et des mesures M1 et M2, et mise à jour de l'information relative à la surveillance de la conformité. Remplacement de l'exigence E2 par les nouvelles exigences E1, E2 et E3.
2a	9 février 2012	Interprétation de l'exigence E2 adoptée par le Conseil d'administration	Projet 2009-22
3	7 novembre 2012	Adoption par le Conseil d'administration	
4	6 mai 2014	Adoption par le Conseil d'administration	
4	16 avril 2015	Ordonnance de la FERC approuvant la COM-002-4	

Annexe QC-COM-002-4
Dispositions particulières de la norme COM-002-4 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : Protocoles de communication à l'intention du personnel d'exploitation

2. Numéro : COM-002-4

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

Installations

Toute référence au terme « BES» doit être remplacée par le terme «RTP ».

5. Date d'entrée en vigueur au Québec :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 22 décembre 2016

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 22 décembre 2016

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er janvier 2018

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de l'application de la norme de fiabilité et de son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des données

Aucune disposition particulière

Processus de surveillance et de mise en application des normes

Aucune disposition particulière

1.3. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	22 décembre 2016	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Déclaration des événements

2. **Numéro :** EOP-004-4

3. **Objet :** Améliorer la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* en exigeant la déclaration des événements par les entités responsables.

4. **Applicabilité :**

   4.1. Entités fonctionnelles : Aux fins des exigences et de l'annexe 1 de la présente norme EOP-004, les entités fonctionnelles suivantes seront désignées collectivement par le terme « entité responsable ».

   4.1.1. *Coordonnateur de la fiabilité*

   4.1.2. *Responsable de l'équilibrage*

   4.1.3. *Propriétaire d'installation de transport*

   4.1.4. *Exploitant de réseau de transport*

   4.1.5. *Propriétaire d'installation de production*

   4.1.6. *Exploitant d'installation de production*

   4.1.7. *Distributeur*

5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre de la norme EOP-004-4.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque entité responsable doit avoir un *plan d'exploitation* de déclaration des événements conforme à l'annexe 1 de la norme EOP-004-4 qui inclut le ou les protocoles de déclaration à l'organisme de fiabilité électrique et aux autres organismes (par exemple l'*entité régionale*, le personnel de l'entreprise, le *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, les autorités policières ou l'instance gouvernementale pertinente). *[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]*

M1. Chaque entité responsable doit avoir un *plan d'exploitation* de déclaration des événements daté qui inclut le ou les protocoles et chaque organisation désignée pour recevoir une déclaration des événements pour les types d'événement spécifiés à l'annexe 1 de la norme EOP-004-4 et en conformité avec l'entité responsable de la déclaration.

E2. Chaque entité responsable doit déclarer les événements spécifiés à l'annexe 1 de la norme EOP-004-4 aux entités spécifiées dans son *plan d'exploitation* de déclaration des événements dans les 24 heures suivant la connaissance de l'atteinte du seuil de déclaration prescrit pour le type d'événement ou au plus tard à la fin du jour ouvrable suivant de l'entité responsable (c'est-à-dire 16 h heure locale). *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation]*

M2. Chaque entité responsable doit avoir des pièces justificatives de déclaration d'un événement aux entités spécifiées dans son *plan d'exploitation* de déclaration des événements, soit une copie du formulaire de l'annexe 2 de la norme EOP-004-4 dûment rempli ou un formulaire DOE OE-417 ; elle doit aussi avoir une pièce justificative de transmission (par exemple un journal d'exploitation ou un autre document d'exploitation, un enregistrement vocal, un courriel ou une confirmation de télécopie) attestant que la déclaration de l'événement a été transmise dans les 24 heures suivant l'atteinte du seuil de déclaration prescrit pour le type d'événement ou au plus tard à la fin du jour ouvrable suivant de l'entité responsable (c'est-à-dire 16 h heure locale).

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

L'entité responsable doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité selon les indications ci-dessous, à moins que son *CEA* lui ordonne de conserver des pièces justificatives spécifiques pour une plus longue période dans le cadre d'une enquête :

Les périodes de conservation des pièces justificatives suivantes indiquent la période pendant laquelle une entité est tenue de conserver des pièces justificatives spécifiques afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives spécifiée ci-dessous est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

- Chaque entité responsable doit conserver le *plan d'exploitation* courant ainsi que chaque version produite depuis le dernier audit aux fins de l'exigence E1 et de la mesure M1.
- Chaque entité responsable doit conserver une pièce justificative de sa conformité depuis le dernier audit aux fins de l'exigence E2 et de la mesure M2.

Si une entité responsable est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à la non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période spécifiée ci-dessus, selon la période la plus longue.

Le *CEA* doit conserver les dossiers du dernier audit et tous les dossiers d'audit demandés et présentés subséquemment.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la norme de fiabilité.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	L'entité responsable avait un *plan d'exploitation* de déclaration des événements, mais celui-ci omettait un type d'événement pertinent.	L'entité responsable avait un *plan d'exploitation* de déclaration des événements, mais celui-ci omettait deux types d'événement pertinents.	L'entité responsable avait un *plan d'exploitation* de déclaration des événements, mais celui-ci omettait trois types d'événement pertinents.	L'entité responsable avait un *plan d'exploitation* de déclaration des événements, mais celui-ci omettait au moins quatre types d'événement pertinents. OU L'entité responsable n'avait pas de *plan d'exploitation* de déclaration des événements.
E2	L'entité responsable a transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires prescrits, mais avec un retard d'au plus 24 h après l'échéance. OU L'entité responsable n'a pas transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à une des entités spécifiées dans son *plan d'exploitation* de déclaration des événements dans un délai de 24 h	L'entité responsable a transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires prescrits, mais avec un retard de plus de 24 h et d'au plus 48 h après l'échéance. OU L'entité responsable n'a pas transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à deux des entités spécifiées dans son *plan d'exploitation* de déclaration des événements dans un délai de 24 h	L'entité responsable a transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires prescrits, mais avec un retard de plus de 48 h et d'au plus 72 h après l'échéance. OU L'entité responsable n'a pas transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à trois des entités spécifiées dans son *plan d'exploitation* de déclaration des événements dans un délai de 24 h	L'entité responsable a transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires prescrits, mais avec un retard de plus de 72 h après l'échéance. OU L'entité responsable n'a pas transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à au moins quatre des entités spécifiées dans son *plan d'exploitation* de déclaration des événements dans un délai de 24 h

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	Faible	Modéré	Élevé	Critique
	ou avant la fin du jour ouvrable suivant, selon le cas.	ou avant la fin du jour ouvrable suivant, selon le cas.	ou avant la fin du jour ouvrable suivant, selon le cas.	ou avant la fin du jour ouvrable suivant, selon le cas. OU L'entité responsable n'a pas transmis de déclaration pour un événement spécifié à l'annexe 1 de la norme EOP-004-4.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

Lien vers le plan de mise en œuvre et d'autres documents connexes importants.

EOP-004 – Annexe 1 : Événements à déclarer

REMARQUE : Lorsque les conditions sont défavorables (par exemple, des conditions météorologiques sévères, des événements multiples, etc.), il peut être impossible de déclarer les dommages causés par un événement et de produire une déclaration d'événement par écrit à l'intérieur du délai de la norme. Dans de tels cas, l'entité responsable touchée doit aviser les intervenants conformément à l'exigence E2 et fournir toute l'information dont elle dispose au moment de la notification. Soumettre les déclarations à l'ERO de l'une ou l'autre des façons suivantes : courriel (systemawareness@nerc.net), télécopieur (404 446-9770) ou téléphone (404 446-9780, option 1).

Soumettre l'annexe 2 de la norme EOP-004 (ou DOE OE-417) conformément aux exigences E1 et E2.

Justification de l'annexe 1

Abaissement de la tension dans tout le réseau par suite d'une *urgence* sur le *BES* – Le TOP assure l'exploitation du réseau et est la seule entité en mesure de mettre en œuvre un abaissement de la tension dans tout le réseau.

Perte totale des moyens de *communication interpersonnelle* et des moyens de *communication interpersonnelle de rechange* dans son centre de contrôle du *BES* comptant du personnel – Afin d'harmoniser la norme EOP-004-4 avec la norme COM-001-2.1. La norme COM-001-2.1 emploie le terme *communication interpersonnelle*, défini ainsi dans le glossaire de la NERC : « Tout moyen de communication par lequel au moins deux personnes peuvent interagir, se consulter ou échanger de l'information. » Le glossaire de la NERC définit ainsi le terme *communication interpersonnelle de rechange* : « Toute *communication interpersonnelle* pouvant servir de solution de rechange à la *communication interpersonnelle* normalement utilisée pour l'exploitation courante, mais n'utilisant pas la même infrastructure ou le même moyen de communication. »

Perte totale des capacités de surveillance ou de contrôle d'un centre de contrôle du *BES* – Reformulation en « Perte totale des capacités de surveillance ou de contrôle dans son centre de contrôle du *BES* comptant du personnel pendant au moins 30 minutes sans interruption » afin de clarifier le « seuil de déclaration » et d'assurer une meilleure concordance avec le processus d'analyse d'événement de l'ERO.

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Dommage ou destruction d'une *installation*	*RC*, *BA*, *TOP*	Dommage ou destruction d'une *installation* dans sa *zone de fiabilité*, dans sa *zone d'équilibrage* ou dans la *zone d'exploitant de réseau de transport*, qui entraîne une ou des actions visant à éviter une *urgence sur le système de production-transport d'électricité* (*BES*).
Dommage ou destruction de son *installation*	*TO*, *TOP*, *GO*, *GOP*, *DP*	Dommage ou destruction de son *installation*, découlant d'une action humaine délibérée avérée ou présumée. Il n'est pas nécessaire de déclarer un vol, sauf s'il compromet l'exploitation normale de l'*installation*.
Menaces physiques à son *installation*	*TO*, *TOP*, *GO*, *GOP*, *DP*	Menace physique à son *installation*, à l'exclusion des menaces liées à une catastrophe naturelle ou aux conditions météorologiques, qui a le potentiel de compromettre l'exploitation normale de l'*installation*. OU Dispositif suspect ou activité suspecte dans son *installation*.
Menaces physiques à son centre de contrôle du *BES*	*RC*, *BA*, *TOP*	Menace physique à son centre de contrôle du *BES*, à l'exclusion des menaces liées à une catastrophe naturelle ou aux conditions météorologiques, qui ont le potentiel de compromettre l'exploitation normale du centre de contrôle. OU Dispositif suspect ou activité suspecte dans son centre de contrôle du *BES*.
Appel au public pour réduire la charge par suite d'une *urgence* sur le *BES*	*BA*	Appel au public pour réduire la charge afin de maintenir la continuité du *BES*.
Abaissement de la tension dans tout le réseau par suite d'une *urgence* sur le *BES*	*TOP*	Abaissement de tension sur tout le réseau de 3 % ou plus.
Délestage de charge ferme par suite d'une *urgence* sur le *BES*	*RC*, *BA* ou *TOP* initiateur	Délestage (manuel ou automatique) de charge ferme ≥ 100 MW.

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Excursion de tension dans une *installation* par suite d'une *urgence* sur le *BES*	*TOP*	Excursion d'au moins 10 % de la tension nominale pendant ≥ 15 minutes sans interruption.
Perte non maîtrisée de charge ferme par suite d'une *urgence* sur le *BES*	*BA*, *TOP*, *DP*	Perte non maîtrisée de charge ferme pendant ≥ 15 minutes, attribuable à un seul incident : ≥ 300 MW pour les entités dont la demande de pointe de l'année précédente est ≥ 3 000 ; OU ≥ 200 MW pour toutes les autres entités.
Séparation du réseau (îlotage)	*RC*, *BA*, *TOP*	Chaque séparation entraînant la formation d'un îlot de ≥ 100 MW.
Perte de production	*BA*	Perte de production totale, à l'intérieur d'une minute, de : ≥ 2 000 MW dans l'*Interconnexion* de l'Est, de l'Ouest et du Québec ; OU ≥ 1 400 MW dans l'*Interconnexion* ERCOT. La perte de production est utilisée pour déclarer des *indisponibilités forcées* et non des situations météorologiques ou l'indisponibilité d'une source d'énergie pour une *ressource de production décentralisée*.
Perte totale de l'alimentation électrique externe d'une centrale nucléaire (alimentation par le réseau)	*TO*, *TOP*	Perte totale de l'alimentation électrique externe affectant une centrale nucléaire en production selon les *exigences relatives à l'interface de centrale nucléaire*.

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Perte de transport	*TOP*	Perte imprévue dans sa zone, contraire à la conception, de trois *installations* du *BES* ou plus causée par une perturbation commune (à l'exclusion d'un réenclenchement automatique réussi).
Évacuation imprévue de son centre de contrôle du *BES*	*RC*, *BA*, *TOP*	Évacuation imprévue de son installation de centre de contrôle du *BES* pour une durée continue de 30 minutes ou plus.
Perte totale des moyens de *communication interpersonnelle* et des moyens de *communication interpersonnelle de rechange* dans son centre de contrôle du *BES* comptant du personnel	*RC*, *BA*, *TOP*	Perte totale des moyens de *communication interpersonnelle* et des moyens de *communication interpersonnelle de rechange* dans son centre de contrôle du *BES* comptant du personnel pour une durée continue de 30 minutes ou plus.
Perte totale des capacités de surveillance ou de contrôle dans son centre de contrôle du *BES* comptant du personnel	*RC*, *BA*, *TOP*	Perte totale de capacité de surveillance ou de contrôle dans son centre de contrôle du *BES* comptant du personnel pour une durée continue de 30 minutes ou plus.

EOP-004 – Annexe 2 : Formulaire de déclaration des événements

EOP-004 – Annexe 2 : Formulaire de déclaration des événements

Utiliser ce formulaire pour déclarer les événements. L'organisme de fiabilité électrique (ERO) acceptera le formulaire DOE OE-417 au lieu de ce formulaire si l'entité est obligée de soumettre un rapport OE-417. Soumettre les déclarations à l'ERO de l'une ou l'autre des façons suivantes : courriel (systemawareness@nerc.net), télécopieur (404 446-9770) ou téléphone (404 446-9780, option 1). Transmettre aussi le formulaire aux autres organisations visées par l'exigence E1 : « … (par exemple l'*entité régionale*, le personnel de l'entreprise, le *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, les autorités policières ou l'instance gouvernementale pertinente). »

	Tâche	Commentaires
1.	L'entité remplissant la déclaration doit inclure : Nom de l'entreprise : Nom de la personne à contacter : Adresse courriel de la personne à contacter : Numéro de téléphone : Soumise par (nom) :	
2.	Date et heure de l'événement constaté Date (aaaa-mm-jj) : Heure (hh:mm) : Fuseau horaire :	
3.	L'événement a-t-il eu son origine sur votre réseau ?	Oui □ Non □ Inconnu □
4.	**Identification et description de l'événement :**	
	(Cocher la case appropriée) □ Dommage à une *installation* ou destruction d'une *installation* □ Menace physique à son *installation* □ Menace physique à son centre de contrôle du *BES* □ *Urgence* sur le *BES* : □ délestage de charge ferme □ appel au public pour réduire la charge □ abaissement de la tension dans tout le réseau □ excursion de tension dans une *installation* □ perte non maîtrisée de charge ferme □ Séparation du réseau (ilôtage)	Description écrite (facultative) :

	□ Perte de production □ Perte totale de l'alimentation électrique externe d'une centrale nucléaire (alimentation par le réseau) □ Perte de transport □ Évacuation imprévue de son centre de contrôle du *BES* □ Perte totale des moyens de *communication interpersonnelle* et des moyens de *communication interpersonnelle de rechange* à son centre de contrôle du *BES* comptant du personnel □ Perte totale des capacités de surveillance ou de contrôle à son centre de contrôle du *BES* comptant du personnel.	

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
2		Fusion des normes CIP-001-2a, Signalement des actes de sabotage, et EOP-004-1, Déclaration des perturbations, pour créer la norme EOP-004-2, Déclaration des événements ; retrait des normes CIP-001-2a, Signalement des actes de sabotage, et EOP-004-1, Déclaration des perturbations	Révision de l'ensemble de la norme (projet 2009-01)
2	7 novembre 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	
2	20 juin 2013	Approbation par la FERC	
3	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Remplacement dans la version anglaise des termes « Special Protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »
3	19 novembre 2015	Ordonnance de la FERC approuvant la norme EOP-004-3, dossier RM15-13-000	
4	9 février 2017	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
4	18 janvier 2018	Ordonnance de la FERC approuvant la norme EOP-004-4, dossier RM17-12-000	

Principes directeurs et justification technique

Déclarations multiples par une même organisation

Pour les entités inscrites au titre de multiples fonctions, on considère que ces entités n'ont à transmettre qu'une seule déclaration par événement. Par exemple, si une entité est inscrite comme *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport*, elle n'a à transmettre qu'une seule déclaration pour un événement donné plutôt que trois déclarations à titre d'entités différentes.

Déclaration auprès des autorités policières

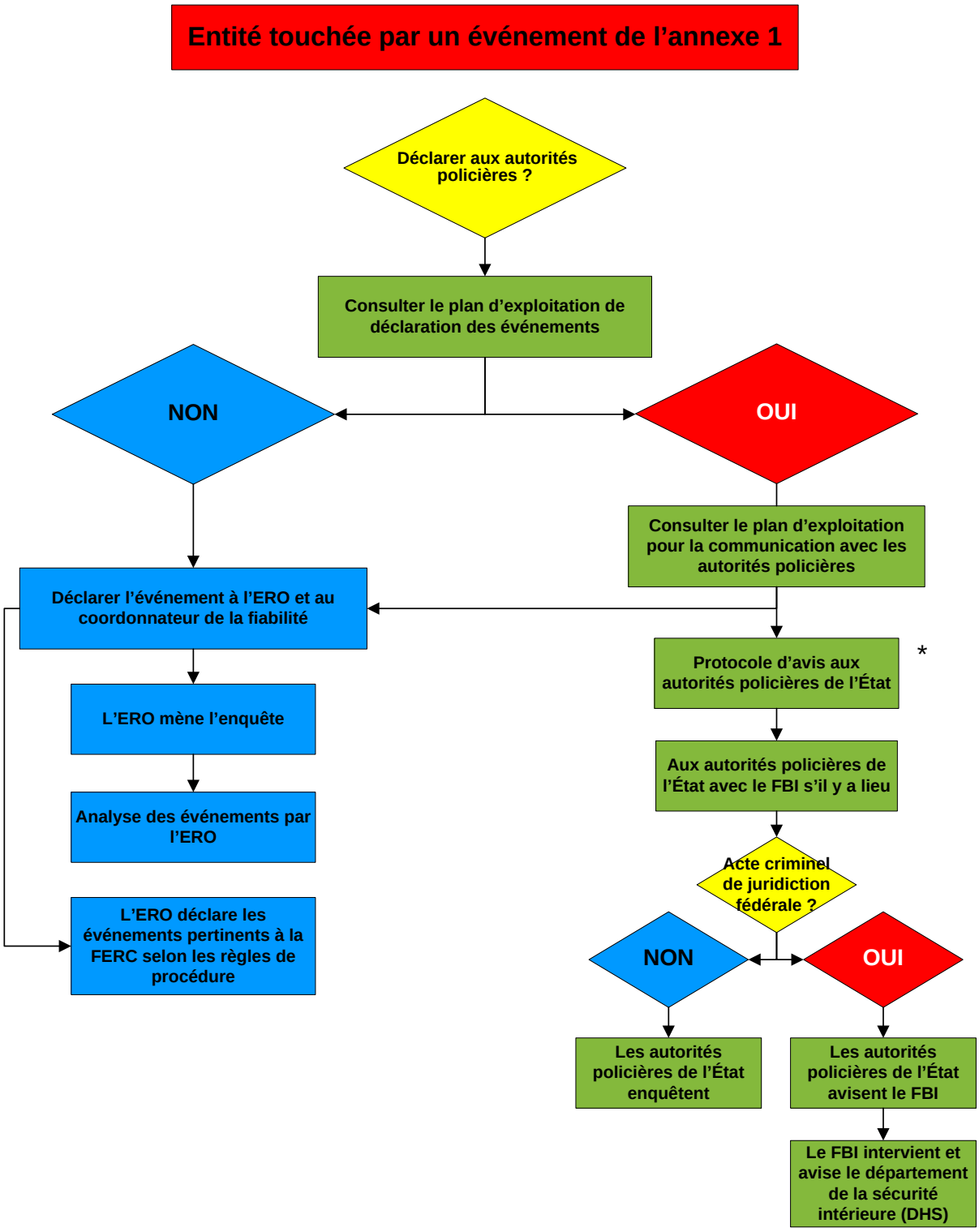
L'objectif de fiabilité de la norme EOP-004-4 est de renforcer la fiabilité du *BES* en rendant obligatoire la déclaration d'événements par les entités responsables. Certaines indisponibilités, dues notamment à des actes de vandalisme ou de terrorisme, ne sont pas raisonnablement évitables ; ce sont ces types d'événement qu'il faut déclarer aux autorités policières. Les entités comptent sur les corps policiers pour intervenir et enquêter sur les événements qui ont le potentiel de toucher une portion plus étendue du *BES*. L'obligation de déclaration auprès des autorités policières sous-tend les principes de fiabilité du *BES*, en l'occurrence la protection contre les attentats. Une vigilance efficace à l'endroit des menaces environnantes est essentielle à une exploitation et à une planification propres à atténuer les risques potentiels pour le *BES*.

Parties *concernées par* le processus de déclaration

- Acteurs de l'industrie
- NERC (ERO), *entité régionale*
- Federal Energy Regulatory Commission (FERC)
- Département de l'Énergie (DOE)
- Nuclear Regulatory Commission (NRC)
- Département de la Sécurité intérieure (DHS) (échelon fédéral)
- Services de la Sécurité intérieure (échelon des États)
- Organismes de réglementation des États
- Autorités policières locales
- Autorités policières d'État ou provinciales
- Federal Bureau of Investigation (FBI)
- Gendarmerie royale du Canada (GRC)

Les parties ci-dessus sont concernées par une déclaration, une communication et une intervention dans les meilleurs délais en cas d'incident à une *installation*. Ces parties concernées ont divers niveaux de responsabilité et ont un intérêt direct dans les mesures de protection et d'intervention visant à assurer la fiabilité du *BES*.

Exemple d'un processus de déclaration comprenant les autorités policières



* Les entités canadiennes suivront les protocoles des autorités policières applicables à leur territoire.

Utilisations potentielles de l'information déclarée

La connaissance générale de la situation, la corrélation des données, la recherche de tendances et la détermination des événements d'intérêt à analyser en vue d'une déclaration possible dans le cadre du processus d'analyse d'événement de l'ERO sont quelques-unes des utilisations potentielles de l'information déclarée en vertu de cette norme. Celle-ci oblige les entités fonctionnelles à déclarer les incidents et à fournir l'information connue au moment de la déclaration. La collecte de données supplémentaires nécessaires pour l'analyse est décrite dans le programme d'analyse des événements de l'ERO et dans les règles de procédure de la NERC. Les règles de procédure de la NERC (section 800) donnent un aperçu des responsabilités de l'ERO relativement à l'analyse et à la diffusion de l'information pour la fiabilité. Les agences ayant compétence (qui peuvent inclure le DHS, le FBI, la NERC, les RE, la FERC, les instances provinciales de réglementation et le DOE) ont d'autres tâches et responsabilités.

Annexe EOP-004-4-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme EOP-004-4 – Déclaration des événements

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière

2. Numéro : Aucune disposition particulière

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

Les installations visées par cette norme sont les installations du *réseau de transport principal* (*RTP*).

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1.	Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie :	8 octobre 2020
5.2.	Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie :	8 octobre 2020
5.3.	Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe :	1er janvier 2021

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la norme de fiabilité visée et la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

EOP-004 – Annexe 1 : Événements à déclarer

Remplacer *BES* par *RTP*.

EOP-004 – Annexe 2 : Formulaire de déclaration des événements

Remplacer *BES* par *RTP*.

Principes directeurs et justification technique

Remplacer *BES* par *RTP*.

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	8 octobre 2020	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Remise en charge du réseau à partir de ressources à démarrage autonome**

2. Numéro : EOP-005-3

3. Objet : Donner l'assurance que les plans, les *installations* et le personnel sont prêts pour la remise en charge du *réseau* à partir de *ressources à démarrage autonome* de telle sorte que la fiabilité est maintenue pendant la remise en charge et que la priorité est donnée au rétablissement de l'*Interconnexion*.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

4.1.1 *Exploitants de réseau de transport*

4.1.2 *Exploitants d'installation de production*

4.1.3 *Propriétaires d'installation de transport* désignés dans le plan de remise en charge de l'*exploitant de réseau de transport*

4.1.4 *Distributeurs* désignés dans le plan de remise en charge de l'*exploitant de réseau de transport*

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre de la norme EOP-005-3.

6. Définitions spécifiques à la norme : Aucune.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit élaborer et mettre en œuvre un plan de remise en charge approuvé par son *coordonnateur de la fiabilité*. Le plan de remise en charge doit être mis en œuvre de manière à assurer la remise en charge du *réseau* de l'*exploitant de réseau de transport*, après une *perturbation* pendant laquelle une ou plusieurs zones du *système de production-transport d'électricité* (*BES*) tombent en panne et nécessitent l'utilisation de *ressources à démarrage autonome* pour les remettre en charge, jusqu'au point où le choix de la *charge* suivante à réalimenter n'est plus dicté par le besoin de régler la fréquence ou la tension, peu importe que les *ressources à démarrage autonome* soient situées ou non à l'intérieur du *réseau* de l'*exploitant de réseau de transport*. Le plan de remise en charge doit comprendre : *[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizons : planification de l'exploitation et exploitation en temps réel]*

1.1. des stratégies de remise en charge du *réseau* qui sont coordonnées avec la stratégie globale de son *coordonnateur de la fiabilité* pour le rétablissement de l'*Interconnexion* ;

1.2. une description des moyens mis en œuvre pour concrétiser toutes les *ententes*, ou tous les protocoles ou les procédures établis d'un commun accord, relativement aux exigences d'alimentation électrique hors site des centrales nucléaires, y compris la priorité de remise en charge, pendant la remise en charge du *réseau* ;

1.3. des procédures de rétablissement des interconnexions avec les autres *exploitants de réseau de transport* sous la direction de son *coordonnateur de la fiabilité* ;

1.4. la liste de chaque *ressource à démarrage autonome* et de ses caractéristiques, y compris, sans s'y limiter, les éléments suivants : le nom de la *ressource à démarrage autonome*, son emplacement, sa puissance en mégawatts et en mégavars, et le type des groupes de production ;

1.5. la description des *chemins de démarrage* et les exigences visant les manœuvres initiales de raccordement de chaque *ressource à démarrage autonome* aux groupes de production à démarrer ;

1.6. l'établissement des limites d'exploitation acceptables, en tension et en fréquence, pendant la remise en charge ;

1.7. des *processus d'exploitation* pour le rétablissement des connexions à l'intérieur du *réseau* de l'*exploitant de réseau de transport* avec les zones remises en charge qui sont prêtes pour la reconnexion ;

1.8. des *processus d'exploitation* pour la réalimentation des *charges* nécessaires à la remise en charge du *réseau*, comme les services auxiliaires des postes, les groupes à redémarrer ou à stabiliser, la *charge* nécessaire pour stabiliser la production et la fréquence et pour régler la tension ;

1.9. des *processus d'exploitation* pour le transfert de l'exploitation au *responsable de l'équilibrage* conformément aux critères de son *coordonnateur de la fiabilité*.

M1. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir un plan de remise en charge du *réseau* daté, documenté et établi conformément à l'exigence E1 qui a été approuvé par son *coordonnateur de la fiabilité*, comme l'attestent les documents d'approbation de son *coordonnateur de la fiabilité*, et doit avoir des pièces justificatives (journaux, enregistrements vocaux ou autres documents d'exploitation, enregistrements vocaux ou autres documents de communication, etc.) attestant que son plan de remise en charge a été mis en œuvre dans les cas où une *perturbation* est survenue, conformément à l'exigence E1.

E2. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir aux entités désignées dans son plan de remise en charge approuvé une description de tout changement apporté à leurs rôles et à leurs tâches spécifiques avant la date d'entrée en vigueur du plan. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

M2. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives (accusés de réception électroniques, reçus de courrier recommandé, etc.) attestant qu'il a fourni aux entités désignées, dans son plan de remise en charge approuvé, une description de tout changement apporté à leurs rôles et à leurs tâches spécifiques avant la date d'entrée en vigueur du plan, conformément à l'exigence E2.

E3. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit revoir son plan de remise en charge et le soumettre à son *coordonnateur de la fiabilité* annuellement, selon un calendrier préétabli d'un commun accord. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

M3. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir les documents (fiches de contrôle datées avec signature, historiques des révisions, accusés de réception électroniques, reçus de courrier recommandé, etc.) attestant qu'il a, annuellement, révisé le plan de remise en charge d'*exploitant de réseau de transport* et soumis celui-ci à son *coordonnateur de la fiabilité*, conformément à l'exigence E3.

E4. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit soumettre son plan de remise en charge révisé à son *coordonnateur de la fiabilité* pour approbation, si cette révision modifie sa capacité de mettre en œuvre son plan de remise en charge : *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

4.1. dans un délai d'au plus 90 jours civils après avoir constaté toute modification permanente non planifiée du *BES* ;

4.2. avant de mettre en œuvre une modification permanente planifiée dans le *BES*, sous réserve des exigences de la norme EOP-006 quant à l'approbation par son *coordonnateur de la fiabilité*.

M4. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir les documents (fiches de contrôle datées avec signature, historiques des révisions, accusés de réception électroniques, reçus de courrier recommandé, etc.) attestant qu'il a soumis son plan de remise en charge révisé à son *coordonnateur de la fiabilité*, conformément à l'exigence E4.

E5. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir un exemplaire de son plus récent plan de remise en charge approuvé par son *coordonnateur de la fiabilité* dans ses salles de commande principale et de relève, de façon à ce qu'il soit à la disposition de tous ses *répartiteurs* avant la date de son entrée en vigueur. *[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]*

M5. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir les documents attestant qu'il a mis un exemplaire en version électronique ou papier de son dernier plan de remise en charge approuvé par son *coordonnateur de la fiabilité* à la disposition de ses *répartiteurs* dans ses salles de commande principale et de relève, avant la date de son entrée en vigueur, conformément à l'exigence E5.

E6. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit vérifier, par l'analyse d'événements réels, par une combinaison de simulations en régimes permanent et dynamique, ou par des essais, que son plan de remise en charge produit les résultats escomptés. Cette vérification doit être faite au minimum une fois tous les cinq ans. De tels analyses, simulations ou essais doivent vérifier : *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]*

6.1. la capacité des *ressources à démarrage autonome* de répondre aux exigences en *puissance réelle* et en *puissance réactive* des *chemins de démarrage* et leur capacité dynamique d'alimenter les *charges* initiales ;

6.2. l'emplacement et l'ampleur des *charges* requises pour régler les tensions et la fréquence à l'intérieur des limites d'exploitation acceptables ;

6.3. la capacité des ressources de production requises pour régler les tensions et la fréquence à l'intérieur des limites d'exploitation acceptables.

M6. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir les documents (résultats des calculs d'écoulement de puissance, etc.) attestant qu'il a vérifié que son dernier plan de remise en charge produit les résultats escomptés, conformément à l'exigence E6.

E7. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir des exigences d'essais des *ressources à démarrage autonome* pour vérifier que chaque *ressource à démarrage autonome* est capable de satisfaire aux exigences de son plan de remise en charge. Ces exigences d'essai des *ressources à démarrage autonome* doivent comprendre : *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

7.1. une fréquence des essais qui fait en sorte que chaque *ressource à démarrage autonome* est mise à l'essai au moins une fois toutes les trois années civiles ;

7.2. une liste des essais requis, y compris :

7.2.1. la capacité de démarrer le groupe lorsqu'il est isolé sans apport du *BES* ou lorsqu'il est conçu pour rester sous tension sans connexion au reste du *réseau* ;

7.2.2. la capacité d'alimenter un jeu de barres. S'il n'est pas possible d'alimenter un jeu de barres durant l'essai, l'entité qui effectue l'essai doit affirmer que le groupe possède la capacité d'alimenter un jeu de barres, par exemple en vérifiant que la bobine du relais de fermeture du disjoncteur peut être alimentée lorsque les dispositifs de surveillance du contrôle de la tension et de la fréquence sont débranchés des circuits de synchronisation ;

7.3. la durée minimale de chacun des essais requis.

M7. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir documenté par écrit ses exigences d'essai pour les *ressources à démarrage autonome*, conformément à l'exigence E7.

E8. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit inclure, dans son programme de formation visant l'exploitation, une formation annuelle sur la remise en charge du *réseau* à l'intention de ses *répartiteurs*. Ce programme de formation doit inclure une formation sur les points suivants : *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

8.1. le plan de remise en charge du *réseau*, y compris la coordination avec son *coordonnateur de la fiabilité* et avec les *exploitants d'installation de production* désignés dans le plan de remise en charge ;

8.2. les priorités pour la remise en charge ;

8.3. l'établissement des chemins de démarrage ;

8.4. la synchronisation (des parties réalimentées du *réseau*) ;

8.5. le transfert de l'équilibrage offre-*demande* dans sa zone vers le *responsable de l'équilibrage*.

M8. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir, sous forme électronique ou papier, un exemplaire du matériel de formation fourni à ses *répartiteurs* pour la formation sur la remise en charge du *réseau*, conformément à l'exigence E8.

E9. Chaque *exploitant de réseau de transport*, chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et chaque *distributeur* visé doit fournir, toutes les deux années civiles, au moins deux heures de formation sur la remise en charge du *réseau* à ses opérateurs de terrain désignés comme exécutant des tâches particulières associées au plan de remise en charge de l'*exploitant de réseau de transport* qui ne font pas partie de leurs tâches normales. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

M9. Chaque *exploitant de réseau de transport*, chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et chaque *distributeur* visé doit avoir, sous forme électronique ou papier, une copie du matériel de formation fourni à ses opérateur de terrain pour la remise en charge du *réseau* et les dossiers de formation correspondants, y compris les dates et la durée de la formation, conformément à l'exigence E9.

E10. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit participer aux entraînements, exercices ou simulations de remise en charge de son *coordonnateur de la fiabilité* à la demande de son *coordonnateur de la fiabilité*. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

M10. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'il a participé aux entraînements, aux exercices ou aux simulations de remise en charge à la demande de son *coordonnateur de la fiabilité*, conformément à l'exigence E10.

E11. Chaque *exploitant de réseau de transport* et chaque *exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* doit avoir des *ententes* relatives aux *ressources à démarrage autonome*, ou des protocoles ou des procédures rédigés d'un commun accord, dans lesquelles sont précisées les modalités et les conditions de leur arrangement. De telles *ententes* doivent faire référence aux exigences d'essai des *ressources à démarrage autonome*. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

M11. Chaque *exploitant de réseau de transport* et chaque *exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* doit avoir les versions datées des ententes relatives aux *ressources à démarrage autonome,* ou des protocoles ou procédures rédigés d'un commun accord, conformément à l'exigence E11.

E12. Chaque *exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* doit avoir des procédures documentées de démarrage de chaque *ressource à démarrage autonome* et d'alimentation d'un jeu de barres. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

M12. Chaque *exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* doit avoir dans ses dossiers une procédure datée et documentée de démarrage de chaque groupe et d'alimentation d'un jeu de barres, conformément à l'exigence E12.

E13. Chaque *exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* doit aviser son *exploitant de réseau de transport* de tout changement connu aux capacités de cette *ressource à démarrage autonome* qui influe sur son aptitude à répondre au plan de remise en charge de l'*exploitant de réseau de transport* dans les 24 heures suivant un tel changement. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

M13. Chaque e*xploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* doit fournir les pièces justificatives (accusés de réception électroniques, reçus de courrier recommandé, etc.) attestant qu'il a avisé son *exploitant de réseau de transport* de tout changement connu aux capacités de sa *ressource à démarrage autonome* dans les 24 heures suivant ce changement, conformément à l'exigence E13.

E14. Chaque *exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* doit la soumettre à des essais, et tenir des relevés de ces essais, conformément aux exigences d'essai établies par l'*exploitant de réseau de transport* pour vérifier que la *ressource à démarrage autonome* peut fonctionner selon les spécifications du plan de remise en charge. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

14.1. Les relevés d'essais doivent inclure au minimum : le nom de la *ressource à démarrage autonome*, le nom du groupe mis à l'essai, la date de l'essai, la durée de l'essai, le temps de démarrage du groupe, le signalement de toute exigence d'essai non respectée selon l'exigence E7.

14.2. Chaque *exploitant d'installation de production* doit fournir les résultats d'essai de démarrage autonome dans les 30 jours civils suivant une demande de son *coordonnateur de la fiabilité* ou de son *exploitant de réseau de transport*.

M14. Chaque *exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* doit conserver une documentation datée des résultats d'essai de sa *ressource à démarrage autonome* et doit avoir les pièces justificatives (courriels avec accusé de réception, reçus de courrier recommandé, etc.) attestant qu'il a fourni ces documents à son c*oordonnateur de la fiabilité* et à son *exploitant de réseau de transport* à leur demande, conformément à l'exigence E14.

E15. Chaque *exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* doit fournir au minimum deux heures de formation, toutes les deux années civiles, à chacun de ses opérateurs responsables du démarrage de ses groupes de production de *ressource à démarrage autonome* et de l'alimentation d'un jeu de barres. Le programme de formation doit inclure la formation sur les points suivants : *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

15.1. le plan de remise en charge du *réseau*, y compris la coordination avec l'*exploitant de réseau de transport* ;

15.2. les procédures documentées selon l'exigence E12.

M15. Chaque *exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* doit avoir, sous forme électronique ou papier, un exemplaire du matériel de formation fourni à ses opérateurs responsable du démarrage, de l'alimentation d'un jeu de barres et de la synchronisation des groupes de production de sa *ressource à démarrage autonome* ainsi qu'un exemplaire daté de ses dossiers de formation précisant les dates et la durée de la formation et attestant qu'il a fourni cette formation, conformément à l'exigence E15.

E16. Chaque *exploitant d'installation de production* doit participer aux entraînements, aux exercices ou aux simulations de remise en charge de son *coordonnateur de la fiabilité* à la demande de son *coordonnateur de la fiabilité*. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

M16. Chaque *exploitant d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'il a participé aux entraînements, aux exercices ou aux simulations de remise en charge de son *coordonnateur de la fiabilité*, s'il en a reçu la demande, conformément à l'exigence E16.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité : *entité régionale*

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Chaque entité pertinente doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

L'*exploitant de réseau de transport* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps :

- le plan de remise en charge approuvé et tout plan de remise en charge en vigueur depuis le dernier audit de conformité pour l'exigence E1, mesure M1 ;
- la description fournie aux entités désignées dans son plan de remise en charge approuvé de tout changement apporté à leurs rôles et à leurs tâches spécifiques, avant la date d'entrée en vigueur du plan, pour l'année civile en cours et pour les trois années précédentes, pour l'exigence E2, mesure M2 ;
- la soumission du plan de remise en charge de l'*exploitant de réseau de transport* révisé annuellement à son *coordonnateur de la fiabilité*, pour l'année civile en cours et pour les trois années civiles précédentes, pour l'exigence E3, mesure M3 ;
- la soumission de toutes les versions d'un plan de remise en charge révisé à son *coordonnateur de la fiabilité*, pour l'année civile en cours et pour les trois années civiles précédentes, pour l'exigence E4, mesure M4 ;
- le plan de remise en charge en vigueur approuvé par son *coordonnateur de la fiabilité* et tout plan de remise en charge pour les trois dernières années civiles mis à la disposition des *répartiteurs* dans ses salles de commande, pour l'exigence E5, mesure M5 ;
- les résultats de vérification pour le plan de remise en charge en vigueur approuvé et le plan de remise en charge précédent approuvé, pour l'exigence E6, mesure M6 ;
- le processus de vérification et les résultats pour les exigences d'essai des *ressources à démarrage autonome* en vigueur et les exigences d'essai précédentes, pour l'exigence E7, mesure M7 ;
- le matériel ou les descriptions des formations, pour trois années civiles, pour l'exigence E8, mesure M8 ;
- les relevés de participation à tous les entraînements, les exercices ou les simulations de remise en charge à la demande du *coordonnateur de la fiabilité* depuis le dernier audit de conformité ainsi que pour la période visée par l'audit de conformité précédent, pour l'exigence E10, mesure M10.

Si un *exploitant de réseau de transport* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à la non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été

appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

L'*exploitant de réseau de transport*, le *propriétaire d'installation de transport* visé et le *distributeur* visé doivent conserver les données ou les pièces justificatives attestant leur conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que leur *CEA* leur ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps :

- le matériel ou les descriptions des formations et les dossiers de formation pour trois années civiles, pour l'exigence E9, mesure M9.

Si un *exploitant de réseau de transport*, un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *distributeur* visé est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à la non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

L'*exploitant de réseau de transport* et l'*exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* doivent conserver les données ou les pièces justificatives attestant leur conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que leur *CEA* leur ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps :

- les *ententes* relatives aux *ressource à démarrage autonome* en vigueur ainsi que toute autre *entente* relative aux *ressources à démarrage autonome,* ou tout autre procédure ou protocole rédigé d'un commun accord, qui a été en vigueur depuis le dernier audit de conformité, pour l'exigence E11, mesure M11.

L'*exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps :

- la documentation en vigueur et toute autre documentation qui a été en vigueur depuis son dernier audit de conformité relativement aux procédures de démarrage de chaque *ressource à démarrage autonome* et d'alimentation d'un jeu de barres, pour l'exigence E12, mesure M12 ;
- les avis de tout changement connu aux capacités de ses *ressources à démarrage autonome* transmis à son *exploitant de réseau de transport* au cours des trois dernières années civiles, pour l'exigence E13, mesure M13 ;
- les résultats des essais de vérification de ses *ressources à démarrage autonome* pour l'ensemble d'exigences d'essai en vigueur et pour un ensemble précédent, pour l'exigence E14, mesure M14 ;
- le matériel de formation en vigueur et les dossiers de formation pour trois années civiles, pour l'exigence E15, mesure M15.

Si un *exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à la non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

L'*exploitant d'installation de production* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps :

- les relevés de participation à tous les entraînements, les exercices et les simulations de remise en charge à la demande du *coordonnateur de la fiabilité* depuis son dernier audit de conformité, pour l'exigence E16, mesure M16.

Si un *exploitant d'installation de production* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à la non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue. Le *CEA* doit conserver les dossiers du dernier audit et tous les dossiers d'audits demandés et soumis subséquemment.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la norme de fiabilité.

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.	L'*exploitant de réseau de transport* a un plan approuvé, mais ne s'est pas conformé à un des alinéas de l'exigence E1.	L'*exploitant de réseau de transport* a un plan approuvé, mais ne s'est pas conformé à deux des alinéas de l'exigence E1.	L'*exploitant de réseau de transport* a un plan approuvé, mais ne s'est pas conformé à trois ou plus des alinéas de l'exigence E1.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas de plan de remise en charge approuvé. OU L'*exploitant de réseau de transport* a un plan approuvé, mais n'a pas mis en œuvre les alinéas pertinents de l'exigence E1.
E2.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas fourni à l'une des entités désignées dans son plan de remise en charge approuvé une description de tout changement apporté à ses rôles et à ses tâches spécifiques avant la date d'entrée en vigueur du plan.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas fourni à deux des entités désignées dans son plan de remise en charge approuvé une description de tout changement apporté à leurs rôles et à leurs tâches spécifiques avant la date d'entrée en vigueur du plan.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas fourni à trois des entités désignées dans son plan de remise en charge approuvé une description de tout changement apporté à leurs rôles et à leurs tâches spécifiques avant la date d'entrée en vigueur du plan.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas fourni à au moins quatre des entités désignées dans son plan de remise en charge approuvé une description de tout changement apporté à leurs rôles et à leurs tâches spécifiques avant la date d'entrée en vigueur du plan. OU L'*exploitant de réseau de transport* a omis de fournir à au moins la moitié des entités désignées dans son plan de remise en charge approuvé une description de tout changement apporté à leurs rôles et à leurs tâches spécifiques avant la date d'entrée en vigueur.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3.	L'*exploitant de réseau de transport* a soumis le plan de remise en charge révisé avec un retard d'au plus 30 jours civils sur le calendrier préétabli d'un commun accord.	L'*exploitant de réseau de transport* a soumis le plan de remise en charge révisé avec un retard de plus de 30, mais d'au plus 60 jours civils sur le calendrier préétabli d'un commun accord.	L'*exploitant de réseau de transport* a soumis le plan de remise en charge révisé avec un retard de plus de 60, mais d'au plus 90 jours civils sur le calendrier préétabli d'un commun accord.	L'*exploitant de réseau de transport* a soumis le plan de remise en charge révisé avec un retard de plus de 90 jours civils sur le calendrier préétabli d'un commun accord.
E4.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas soumis à son *coordonnateur de la fiabilité* son plan de remise en charge révisé dans un délai d'au plus 90 jours civils après avoir constaté une modification permanente non planifiée du *BES*.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas soumis au *coordonnateur de la fiabilité* son plan de remise en charge révisé dans un délai d'au moins 91, mais d'au plus 120 jours civils après avoir constaté une modification permanente non planifiée du *BES*.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas soumis au *coordonnateur de la fiabilité* son plan de remise en charge révisé dans un délai d'au moins 121, mais d'au plus 150 jours civils après avoir constaté une modification permanente non planifiée du *BES*.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas soumis au *coordonnateur de la fiabilité* son plan de remise en charge révisé dans un délai de 150 jours civils après avoir constaté une modification permanente non planifiée du *BES*. OU L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas soumis au *coordonnateur de la fiabilité* son plan de remise en charge révisé avant une modification permanente planifiée du *BES*.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas mis à la disposition des *répartiteurs* le plus récent plan de remise en charge approuvé par son *coordonnateur de la fiabilité* dans ses salles de commande principale et de relève avant sa date d'entrée en vigueur.
E6.	L'*exploitant de réseau de transport* a effectué la vérification à l'intérieur de l'horizon de temps requis, mais ne s'est pas conformé à un des alinéas de l'exigence.	L'*exploitant de réseau de transport* a effectué la vérification à l'intérieur de l'horizon de temps requis, mais ne s'est pas conformé à deux des alinéas de l'exigence.	L'*exploitant de réseau de transport* a effectué la vérification, mais ne l'a pas terminée dans les délais prescrits.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas effectué la vérification ou il a pris plus de six années civiles pour la terminer. OU L'*exploitant de réseau de transport* a effectué la vérification dans les délais prescrits, mais ne s'est conformé à aucun des alinéas de l'exigence.
E7.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Les exigences d'essai des *ressources à démarrage autonome* de l'*exploitant de réseau de transport* ne traitent pas d'un ou de plusieurs des alinéas de l'exigence E7.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E8.	La formation de l'*exploitant de réseau de transport* ne traite pas d'un des alinéas de l'exigence E8.	La formation de l'*exploitant de réseau de transport* ne traite pas de deux des alinéas de l'exigence E8.	La formation de l'*exploitant de réseau de transport* ne traite pas d'au moins trois des alinéas de l'exigence E8.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas inclus de formation sur la remise en charge du *réseau* dans son programme de formation visant l'exploitation.
E9.	L'*exploitant de réseau de transport*, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *distributeur* visé a omis de former 5 % ou moins du personnel visé par l'exigence E9 à l'intérieur d'une période de deux années civiles.	L'*exploitant de réseau de transport*, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *distributeur* visé a omis de former plus de 5 %, mais 10 % ou moins du personnel visé par l'exigence E9 à l'intérieur d'une période de deux années civiles.	L'*exploitant de réseau de transport*, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *distributeur* visé a omis de former plus de 10 %, mais 15 % ou moins du personnel visé par l'exigence E9 à l'intérieur d'une période de deux années civiles.	L'*exploitant de réseau de transport*, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *distributeur* visé a omis de former plus de 15 % du personnel visé par l'exigence E9 à l'intérieur d'une période de deux années civiles.
E10.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'*exploitant de réseau de transport* ne s'est pas conformé à une demande de participation de son *coordonnateur de la fiabilité*.
E11.	Sans objet	L'*exploitant de réseau de transport* ou l'*exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* ne fait pas référence aux exigences d'essai des *ressources à démarrage autonome* dans ses *ententes* relatives aux *ressources à démarrage autonome* ou dans ses procédures ou protocoles rédigés d'un commun accord.	Sans objet	L'*exploitant de réseau de transport* ou l'*exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* n'a pas d'*entente* relative aux *ressources à démarrage autonome* ou de procédure ou de protocole rédigé d'un commun accord.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E12.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'*exploitant d'installation de production* n'a pas de procédures documentées de démarrage et d'alimentation d'un jeu de barres pour chaque *ressource à démarrage autonome*.
E13.	L'*exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* n'a pas avisé son *exploitant de réseau de transport* d'un changement aux capacités de la *ressource à démarrage autonome* qui influe sur son aptitude à répondre au plan de remise en charge de l'*exploitant de réseau de transport* dans les 24 heures, mais a donné cet avis à l'intérieur de 48 heures.	L'*exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* n'a pas avisé son *exploitant de réseau de transport* d'un changement aux capacités de la *ressource à démarrage autonome* qui influe sur son aptitude à répondre au plan de remise en charge de l'*exploitant de réseau de transport* dans les 48 heures, mais a donné cet avis à l'intérieur de 72 heures.	L'*exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* n'a pas avisé son *exploitant de réseau de transport* d'un changement aux capacités de la *ressource à démarrage autonome* qui influe sur son aptitude à répondre au plan de remise en charge de l'*exploitant de réseau de transport* dans les 72 heures, mais a donné cet avis à l'intérieur de 96 heures.	L'*exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* n'a pas avisé son *exploitant de réseau de transport* d'un changement aux capacités de la *ressource à démarrage autonome* qui influe sur son aptitude à répondre au plan de remise en charge de l'*exploitant de réseau de transport* dans les 96 heures.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E14.	L'*exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* a effectué des essais et a tenu des relevés, mais les relevés n'incluaient pas tous les éléments de l'alinéa 14.1 de l'exigence E14. OU L'exploitant d'installation de production a omis de fournir les résultats d'essai des *ressources à démarrage autonome* demandés dans les 31 à 60 jours civils après la demande.	L'*exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* a effectué des essais et a tenu des relevés, mais a omis de fournir les résultats d'essai des *ressources à démarrage autonome* demandés dans les 61 à 90 jours civils après la demande.	L'*exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* a effectué des essais, mais soit il n'a pas tenu de relevés, soit il a omis de fournir les résultats d'essai des *ressources à démarrage autonome* demandés dans les 91 jours civils après la demande.	L'*exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* n'a pas effectué d'essais des *ressources à démarrage autonome*.
E15.	L'*exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* a omis de former 10 % ou moins du personnel visé par l'exigence E15 dans une période de deux années civiles.	L'*exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* a omis de former plus de 10 %, mais au plus 25 % du personnel visé par l'exigence E15 dans une période de deux années civiles.	L'*exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* a omis de former plus de 25 %, mais au plus 50 % du personnel visé par l'exigence E15 dans une période de deux années civiles.	L'*exploitant d'installation de production* ayant une *ressource à démarrage autonome* a omis de former plus de 50 % du personnel visé par l'exigence E15 dans une période de deux années civiles.
E16.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'*exploitant d'installation de production* n'a pas participé aux entraînements, aux exercices ou aux simulations de remise en charge de son *coordonnateur de la fiabilité* à la demande de son *coordonnateur de la fiabilité*.

D. Différences régionales

Aucune

E. Documents connexes

Lien vers le plan de mise en œuvre et d'autres documents connexes importants

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1er avril 2005	Date d'entrée en vigueur.	Nouvelle
0	8 août 2005	Suppression du mot « proposed » dans la date d'entrée en vigueur.	Erratum
1	2 mai 2007	Approbation par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
2		Révisions d'après le projet 2006-03.	Mise à jour des exigences d'essai Intégration de l'annexe 1 aux exigences Mise à jour des sections Mesures et Conformité en fonction des nouvelles exigences
2	5 août 2009	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
2	17 mars 2011	Ordonnance de la FERC approuvant la norme EOP-005-2 (approbation en vigueur le 23 mai 2011).	
2	7 février 2013	Approbation par le conseil d'administration de la NERC, sous réserve de l'approbation réglementaire en instance, du retrait de l'exigence E3.1 et des éléments associés dans le cadre du projet « Paragraph 81 (Project 2013-02) ».	
2	1er juillet 2013	Mise à jour des VRF et des VSL en fonction de l'approbation du 24 juin 2013.	
2	21 novembre 2013	Approbation par la FERC du retrait de l'exigence E3.1 et des éléments associés dans le cadre du projet « Paragraph 81 (Project 2013-02) ».	
3	9 février 2017	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
3	18 janvier 2018	Ordonnance de la FERC approuvant la norme EOP-005-3. Dossier no RM17-12-000.	

Justification

Justification concernant l'exigence E4 : Dans la version précédente de la norme, l'exigence E4 stipulait dans une même phrase deux actions de révision de plan de remise en charge qu'un *exploitant de réseau de transport* (*TOP*) est tenu d'effectuer : 1) réviser le plan de remise en charge dans un délai de 90 jours civils après après avoir constaté une modification permanente non planifiée au *réseau*, et 2) réviser le plan de remise en charge avant de mettre en œuvre une modification planifiée au *système de production-transport d'électricité*. Le passage « … qui modifierait la mise en œuvre de son plan de remise en charge » semblait s'appliquer aux deux types de modification. Aucun délai n'était spécifié pour la révision du plan de remise en charge pour une modification planifiée du *BES* ; on pouvait toutefois interpréter « 90 jours civils » comme un délai applicable tant aux modifications non planifiées que planifiées. En outre, l'emploi de termes différents – « modification au *réseau* » pour les modifications non planifiées et « modification au *système de production-transport d'électricité* » pour les modifications planifiées – était source de confusion pour certaines entités responsables.

Les stipulations concernant des modifications permanentes non planifiées et planifiées au *BES* modifiant la capacité de mise en œuvre d'un plan de remise en charge approuvé par le *coordonnateur de la fiabilité* (*RC*) visent à obliger l'entité responsable à soumettre à son *RC* un plan de remise en charge révisé dans le cas d'une modification susceptible d'influer substantiellement sur la capacité du *TOP* de mettre en œuvre le plan de remise en charge ou sur la capacité du *RC* de surveiller et de diriger les efforts de remise en charge. Il ne s'agit pas d'obliger le *TOP* à soumettre des révisions pour des modifications qui n'ont pas d'effet substantiel sur le plan de remise en charge ou sur la capacité du *RC* de surveiller et de diriger les efforts de remise en charge. Exemples de cas où la soumission d'un plan de remise en charge révisé n'est pas exigée : des changements de nombre d'éléments, des changements d'appareillage ou des changements administratifs qui n'ont guère d'impact sur la mise en œuvre du plan.

En outre, les délais spécifiés à l'alinéa 4.2 de l'exigence E4 concernant une modification permanente planifiée du *BES* renvoient l'entité responsable à l'exigence E5.1 de la norme EOP-006-2 et à l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 de la norme EOP-006-3, qui stipulent que le *RC* doit approuver ou rejeter le plan de remise en charge soumis par le *TOP* dans les 30 jours suivant sa réception. Cela permet à l'entité responsable de coordonner la soumission avec le *RC* compte tenu des exigences particulières de celui-ci.

Justification concernant l'exigence E6 : Les simulations dynamiques sont censées simuler la réponse en fréquence et en tension. L'équipe de rédaction des normes EOP considère que la simulation doit reproduire le comportement du *réseau* à mesure que les ressources de production et les *charges* sont ajoutées.

Justification concernant l'exigence E8 : L'ajout de l'alinéa 8.5 à l'exigence E8 permet au personnel d'exploitation d'acquérir de l'expérience pour toutes les étapes de la remise en charge, y compris la coordination requise pour retransférer les opérations d'équilibrage *demande*-production vers le *responsable de l'équilibrage* selon l'alinéa 1.9 de l'exigence E1.

Justification concernant l'exigence E9 : L'expression « tâches particulières » désigne les tâches qui sont définies par l'*exploitant de réseau de transport*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur*.

Annexe EOP-005-3-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme EOP-005-3 – Remise en charge du réseau à partir de ressources à démarrage autonome

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière

2. Numéro : Aucune disposition particulière

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1.	Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie :	22 novembre 2019
5.2.	Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie :	22 novembre 2019
5.3.	Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe :	1er janvier 2021

6. Définitions spécifiques à la norme :

Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Disposition particulière applicable à l'exigence E16 :

Seuls les *exploitants d'installation de production* dont une ou plusieurs installations sont requises pour la remise en charge du réseau et sont inscrites au plan de remise en charge de l'*exploitant de réseau de transport* sont visés par l'exigence E16.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité à la norme de fiabilité visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	22 novembre 2019	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** **Coordination de la remise en charge du réseau**

2. **Numéro :** EOP-006-3

3. **Objet :** Donner l'assurance que des plans sont établis et que le personnel est prêt pour permettre une coordination efficace du processus de remise en charge du *réseau* afin d'assurer que la fiabilité est maintenue pendant la remise en charge et que la priorité est donnée au rétablissement de l'*Interconnexion*.

4. **Applicabilité :**

   4.1. Entités fonctionnelles

   4.1.1 *Coordonnateurs de la fiabilité*

5. **Date d'entrée en vigueur proposée :** Voir le plan de mise en œuvre de la norme EOP-006-3.

6. **Définitions spécifiques à la norme :** Aucune.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit élaborer et mettre en œuvre un plan de remise en charge de sa *zone de fiabilité*. La portée du plan de remise en charge du *coordonnateur de la fiabilité* commence lorsque des *ressources à démarrage autonome* sont utilisées pour remettre sous tension une zone en panne du *système de production-transport d'électricité* (*BES*), ou après qu'une séparation a eu lieu entre des *coordonnateurs de la fiabilité* voisins, ou encore après qu'un îlot sous tension s'est formé dans le *BES* à l'intérieur de la *zone de fiabilité*. La portée du plan de remise en charge du *coordonnateur de la fiabilité* se termine lorsque tous ses *exploitants de réseau de transport* sont interconnectés et que sa *zone de fiabilité* est connectée à toutes les *zones de fiabilité* voisines. Le plan de remise en charge doit inclure : *[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation et exploitation en temps réel]*

1.1. une description de la stratégie de haut niveau à adopter pendant les événements de remise en charge pour le rétablissement de l'*Interconnexion*, notamment des critères minimaux pour atteindre les objectifs du plan de remise en charge du *coordonnateur de la fiabilité* ;

1.2. les critères et les conditions de rétablissement des interconnexions avec les autres *exploitants de réseau de transport* à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*, avec les *exploitants de réseau de transport* des autres *zones de fiabilité* et avec les autres *coordonnateurs de la fiabilité* ;

1.3. les exigences de déclaration pour les entités à l'intérieur de la *zone de fiabilité* pendant un événement de remise en charge ;

1.4. les critères de partage d'information sur la remise en charge avec les *coordonnateurs de la fiabilité* voisins et avec les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* à l'intérieur de sa *zone de fiabilité* ;

1.5. la désignation du *coordonnateur de la fiabilité* comme premier contact pour transmettre l'information sur la remise en charge aux *coordonnateurs de la fiabilité* voisins, aux *exploitants de réseau de transport* et aux *responsables de l'équilibrage* à l'intérieur de sa *zone de fiabilité* ;

1.6. les critères selon lesquels la conduite des opérations et l'autorité sont restituées au *responsable de l'équilibrage*.

M1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir à sa disposition un exemplaire daté de son plan de remise en charge ainsi que des pièces justificatives (journaux ou autres documents d'exploitation, enregistrements vocaux ou autres documents de communication, etc.) attestant que son plan de remise en charge a été mis en œuvre conformément à l'exigence E1.

E2. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit distribuer son plus récent plan de remise en charge de sa *zone de fiabilité* à chacun de ses *exploitants de réseau de transport* et aux *coordonnateurs de la fiabilité* voisins dans les 30 jours civils suivant sa création ou sa révision. *[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]*

M2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit fournir des pièces justificatives (accusés de réception électroniques, messages affichés sur un site Web sécurisé avec avis envoyé aux entités touchées, reçus de courrier recommandé, etc.) attestant que son plan de remise en charge le plus récent a été distribué, conformément à l'exigence E2.

E3. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit revoir son plan de remise en charge dans les 13 mois civils suivant la dernière révision. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

M3. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit fournir des pièces justificatives (fiches de révision avec signature, historiques des révisions, etc.) attestant qu'il a revu son plan de remise en charge dans les 13 mois civils suivant la dernière révision, conformément à l'exigence E3.

E4. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit revoir les plans de remise en charge des *coordonnateurs de la fiabilité* voisins, et les aviser par écrit de tout conflit constaté pendant cette révision dans les 60 jours civils suivant la réception de ces plans. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

4.1. Si un *coordonnateur de la fiabilité* constate des conflits entre ses plans de remise en charge et n'importe quel de ceux de ses voisins, ces conflits doivent être résolus dans les 30 jours civils suivant la réception de l'avis écrit.

M4. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit fournir des pièces justificatives (fiches de révision datées avec signature, accusés de réception électroniques, etc.) attestant qu'il a revu les plans de remise en charge des *coordonnateurs de la fiabilité* voisins et résolu tout conflit dans les délais prescrits à l'exigence E4 et à son alinéa 4.1.

E5. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit passer en revue les plans de remise en charge requis par la norme EOP-005 des *exploitants de réseau de transport* à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

5.1. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit déterminer si le plan de remise en charge de l'*exploitant de réseau de transport* est coordonné et compatible avec le sien et avec ceux des autres *exploitants de réseau de transport* à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit aviser l'*exploitant de réseau de transport* de l'approbation ou du rejet, en indiquant les raisons de sa décision, du plan de remise en charge soumis par l'*exploitant de réseau de transport* dans les 30 jours civils suivant la réception de ce plan.

M5. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit fournir des pièces justificatives (fiches de révision datées avec signature, accusés de réception électroniques, etc.) attestant qu'il a révisé, approuvé ou rejeté le plan de remise en charge, et avisé son *exploitant de réseau de transport* dans les 30 jours civils suivant la réception de celui-ci, conformément à l'exigence E5.

E6. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir dans ses salles de commande principale et de relève un exemplaire de son plus récent plan de remise en charge et des exemplaires des plus récents plans de remise en charge approuvés de chacun des *exploitants de réseau de transport* de sa *zone de fiabilité* afin qu'ils soient disponibles à tous ses *répartiteurs* avant leur date d'entrée en vigueur. *[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]*

M6. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir la documentation (accusés de réception électroniques, etc.) attestant qu'il a rendu disponible dans ses salles de commande principale et de relève et à tous ses *répartiteurs* un exemplaire de son plus récent plan de remise en charge et des exemplaires du plus récent plan de remise en charge approuvés de chacun des *exploitants de réseau de transport* de sa *zone de fiabilité*, avant la date d'entrée en vigueur, conformément à l'exigence E6.

E7. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit inclure dans son programme de formation sur l'exploitation une formation annuelle sur la remise en charge du *réseau* pour ses *répartiteurs*. Ce programme de formation doit porter sur les points suivants : *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

7.1. le rôle de coordination du *coordonnateur de la fiabilité* ; et

7.2. le rétablissement de l'*Interconnexion*.

M7. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir, sous forme électronique ou papier, un exemplaire disponible de ses dossiers de formation attestant qu'il a dispensé la formation, conformément à l'exigence E7.

E8. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit procéder à deux entraînements, exercices ou simulations de remise en charge du *réseau* par année civile, auxquels doivent participer les *exploitants de réseau de transport* et les *exploitants d'installation de production* concernés par l'entraînement, l'exercice ou la simulation en cours. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

8.1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit demander à chaque *exploitant de réseau de transport* désigné dans son plan de remise en charge et à chaque *exploitant d'installation de production* désigné dans les plans de remise en charge des *exploitants de réseau de transport* de participer à un entraînement, à un exercice ou à une simulation au moins une fois toutes les deux années civiles.

M8. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir des pièces justificatives (documents électroniques datés, etc.) attestant qu'il a procédé à deux entraînements, exercices ou simulations de remise en charge du *réseau* par année civile conformément à l'exigence E8, et attestant qu'il a invité chacun des *exploitants de réseau de transport* et des *exploitants d'installation de production* concernés à y participer, conformément à l'exigence E8 et à son alinéa 8.1.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Chaque entité pertinente doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps :

- le plan de remise en charge en vigueur et tout plan de remise en charge en vigueur depuis le dernier audit de conformité pour l'exigence E1, mesure M1 ;
- la distribution de son plus récent plan de remise en charge et tout plan de remise en charge en vigueur pendant l'année civile courante et les trois années civiles précédentes, pour l'exigence E2, mesure M2 ;
- son plan de remise en charge révisé pour la période de révision courante et les trois périodes de révision précédentes, pour l'exigence E3, mesure M3 ;
- des exemplaires revus des plans de remise en charge des *coordonnateurs de la fiabilité* voisins pour l'année civile courante et les trois années civiles précédentes, pour l'exigence E4, mesure M4 ;
- les plans de remise en charge revus pour l'année civile courante et les trois années civiles précédentes, pour l'exigence E5, mesure M5 ;
- le plan de remise en charge en vigueur approuvé et tout plan de remise en charge en vigueur pendant les trois années civiles précédentes et mis à la disposition des *répartiteurs* dans ses salles de commande, pour l'exigence E6, mesure M6 ;
- le matériel du programme de formation actuel ou les descriptions, pour les trois dernières années civiles, pour l'exigence E7, mesure M7 ;
- les dossiers de tous les entraînements, exercices ou simulations de remise en charge du *coordonnateur de la fiabilité* depuis son dernier audit de conformité ainsi que pour la période d'audit précédente, pour l'exigence E8, mesure M8.

Si un *coordonnateur de la fiabilité* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *CEA* doit conserver les dossiers du dernier audit et tous les dossiers d'audits demandés et soumis subséquemment.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la norme de fiabilité.

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis un des alinéas de l'exigence E1 dans son plan de remise en charge.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis deux des alinéas de l'exigence E1 dans son plan de remise en charge.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis trois des alinéas de l'exigence E1 dans son plan de remise en charge.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis quatre des alinéas ou plus dans son plan de remise en charge. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* avait un plan de remise en charge, mais ne l'a pas mis en œuvre.
E2.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a distribué le plus récent plan de remise en charge de sa *zone de fiabilité* aux entités désignées à l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et de moins de 60 jours civils.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a distribué le plus récent plan de remise en charge de sa *zone de fiabilité* aux entités désignées à l'exigence E2, mais avec un retard d'au moins 60 jours civils et de moins de 90 jours civils.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a distribué le plus récent plan de remise en charge de sa *zone de fiabilité* aux entités désignées à l'exigence E2, mais avec un retard d'au moins 90 jours civils et de moins de 120 jours civils.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a distribué le plus récent plan de remise en charge de sa *zone de fiabilité* aux entités désignées à l'exigence E2, mais avec un retard d'au moins 120 jours civils.
E3.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas revu son plan de remise en charge dans les 13 mois civils suivant la dernière révision.
E4.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a revu les plans de remise en charge soumis par les *coordonnateurs de la fiabilité* voisins dans les 60 jours civils suivant la réception de ces plans, et a résolu les conflits dans un délai de 31 à 60 jours civils suivant la réception d'un avis écrit.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a revu les plans de remise en charge soumis par les *coordonnateurs de la fiabilité* voisins dans les 60 jours civils suivant la réception de ces plans, et a résolu les conflits dans un délai de 61 à 90 jours civils suivant la réception d'un avis écrit.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a revu les plans de remise en charge soumis par les *coordonnateurs de la fiabilité* voisins dans les 60 jours civils suivant la réception de ces plans, et a résolu les conflits dans un délai de 91 jours civils ou plus suivant la réception d'un avis écrit.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas revu les plans de remise en charge soumis par les *coordonnateurs de la fiabilité* voisins dans les 60 jours civils suivant la réception de ces plans.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	**VSL modéré**	**VSL élevé**	**VSL critique**
E5.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas revu ni approuvé ou rejeté, en indiquant les raisons de sa décision, les plans de remise en charge soumis par ses *exploitants de réseau de transport* et les *coordonnateurs de la fiabilité* voisins dans les 30 jours civils suivant leur réception, mais l'a fait dans les 45 jours civils suivant leur réception. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas avisé l'*exploitant de réseau de transport* de son approbation ou de son rejet, en indiquant les raisons de sa décision de rejet, dans les 30 jours civils suivant leur réception, mais l'a fait dans les 45 jours civils suivant leur réception.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas revu ni approuvé ou rejeté, en indiquant les raisons de sa décision, les plans de remise en charge soumis par ses *exploitants de réseau de transport* et les *coordonnateurs de la fiabilité* voisins dans les 30 jours civils suivant leur réception, mais l'a fait dans les 60 jours civils suivant leur réception. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas avisé l'*exploitant de réseau de transport* de son approbation ou de son rejet, en indiquant les raisons de sa décision de rejet, dans les 30 jours civils suivant leur réception, mais l'a fait dans les 60 jours civils suivant leur réception.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas revu ni approuvé ou rejeté, en indiquant les raisons de sa décision, les plans de remise en charge soumis par ses *exploitants de réseau de transport* et les *coordonnateurs de la fiabilité* voisins dans les 30 jours civils suivant leur réception, mais l'a fait dans les 90 jours civils suivant leur réception. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas avisé l'*exploitant de réseau de transport* de son approbation ou de son rejet, en indiquant les raisons de sa décision de rejet, dans les 30 jours civils suivant leur réception, mais l'a fait dans les 90 jours civils suivant leur réception.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas revu ni approuvé ou rejeté, en indiquant les raisons de sa décision, les plans de remise en charge soumis par ses *exploitants de réseau de transport* et les *coordonnateurs de la fiabilité* voisins dans les 90 jours civils suivant leur réception. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas avisé l'*exploitant de réseau de transport* de son approbation ou de son rejet, en indiquant les raisons de sa décision de rejet, dans les 90 jours civils suivant leur réception.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6.	Sans objet	Sans objet	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'avait pas, dans ses salles de commande principale et de relève, un exemplaire de son plus récent plan de remise en charge et des exemplaires des plus récents plans de remise en charge approuvés de chacun des *exploitants de réseau de transport* de sa *zone de fiabilité* afin qu'ils soient disponibles à tous ses *répartiteurs* avant leur date d'entrée en vigueur.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'avait pas un exemplaire de son plus récent plan de remise en charge dans ses salles de commande principale et de relève avant leur date d'entrée en vigueur.
E7.	Sans objet	Sans objet	Le *coordonnateur de la fiabilité* a inclus une formation annuelle sur la remise en charge du *réseau* dans son programme de formation sur l'exploitation, mais n'a pas respecté chacun des deux alinéas de l'exigence.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas inclus une formation annuelle sur la remise en charge du *réseau* dans son programme de formation sur l'exploitation.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E8.	Sans objet	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a procédé qu'à un seul entraînement, exercice ou simulation de remise en charge pendant l'année civile. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas demandé à chaque *exploitant de réseau de transport* et *exploitant d'installation de production* désigné dans son plan de remise en charge de participer à un entraînement, à un exercice ou à une simulation au moins une fois toutes les deux années civiles.	Sans objet	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a procédé à aucun entraînement, ni exercice, ni simulation de remise en charge au cours de l'année civile.

D. Différences régionales

Aucune

E. Documents connexes

Lien vers le plan de mise en œuvre et d'autres documents connexes importants

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1er avril 2005	Date d'entrée en vigueur	Nouvelle
0	8 août 2005	Suppression du mot « proposed » dans la date d'entrée en vigueur	Erratum
1	1er novembre 2006	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Révision
2		Révisions d'après le projet 2006-03	Mise à jour des sections Mesures et Conformité en fonction des nouvelles exigences
2	5 août 2009	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Révision
2	17 mars 2011	Ordonnance émise par la FERC approuvant la norme EOP-006-2 (approbation en vigueur le 23 mai 2011)	
2	1er juillet 2013	Mise à jour des VRF et des VSL selon l'approbation du 24 juin 2013	
3	9 février 2017	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Révision
3	18 janvier 2018	Ordonnance de la FERC approuvant la norme EOP-006-3. Dossier no RM17-12-000.	

Annexe EOP-006-3-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme EOP-006-3 – Coordination de la remise en charge du réseau

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière

2. Numéro : Aucune disposition particulière

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1.	Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie :	22 novembre 2019
5.2.	Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie :	22 novembre 2019
5.3.	Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe :	1er janvier 2021

6. Définitions spécifiques à la norme :

Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité à la norme de fiabilité visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	22 novembre 2019	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** **Perte de fonctionnalité d'un centre de contrôle**

2. **Numéro :** **EOP-008-2**

3. **Objet :** Assurer la continuité de l'exploitation fiable du *système de production-transport d'électricité* (*BES*) dans le cas où un centre de contrôle devient inutilisable.

4. **Applicabilité :**

   4.1. Entités fonctionnelles

   4.1.1 *Coordonnateur de la fiabilité*

   4.1.2 *Exploitant de réseau de transport*

   4.1.3 *Responsable de l'équilibrage*

5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre de la norme EOP-008-2.

6. **Définitions spécifiques à la norme :** Aucune.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit avoir un *plan d'exploitation* à jour décrivant de quelle façon il continue de remplir ses obligations fonctionnelles quant à l'exploitation fiable du *BES* en cas de perte de fonctionnalité de son centre de contrôle principal. Ce *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève doit comprendre les éléments suivants : *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

1.1. l'emplacement et la méthode de mise en œuvre pour fournir une fonctionnalité de relève ;

1.2. une description sommaire des éléments nécessaires pour soutenir la fonctionnalité de relève. Ces éléments doivent comprendre :

1.2.1. les outils et logiciels permettant d'assurer que les *répartiteurs* ont connaissance de la situation dans le *BES* ;

1.2.2. les moyens d'échange de données ;

1.2.3. les moyens de *communication interpersonnelle* ;

1.2.4. la ou les sources d'alimentation électrique ;

1.2.5. la sécurité physique et la cybersécurité.

1.3. un *processus d'exploitation* assurant la cohérence entre la fonctionnalité de relève et le centre de contrôle principal ;

1.4. des *procédures d'exploitation*, y compris l'autorité décisionnelle, permettant de déterminer à quel moment mettre en œuvre le *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève ;

1.5. une période de transition entre la perte de fonctionnalité du centre de contrôle principal et la mise en œuvre complète de la fonctionnalité de relève, laquelle période ne doit pas dépasser deux heures ;

1.6. un *processus d'exploitation* décrivant les mesures à prendre pendant la période de transition entre la perte de fonctionnalité du centre de contrôle principal et la mise en œuvre complète de tous les éléments de fonctionnalité de relève spécifiés à l'alinéa 1.2. Ce *processus d'exploitation* doit comprendre les éléments suivants :

1.6.1. une liste de toutes les entités à aviser en cas de déplacement des activités d'exploitation ;

1.6.2. des mesures de gestion des risques pour le *BES* pendant la transition entre la fonctionnalité principale et celle de relève, ainsi que pendant les pannes de fonctionnalité principale ou de relève ;

1.6.3. la désignation des rôles pour le personnel concerné pendant le déclenchement et la mise en œuvre du *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève.

M1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit avoir un *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève daté, à jour, en vigueur et conforme à l'exigence E1, en version électronique ou papier.

E2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit avoir un exemplaire à jour de son *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève disponible à son centre de contrôle principal ainsi qu'à l'emplacement offrant la fonctionnalité de relève. *[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]*

M2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit avoir, à son centre de contrôle principal ainsi qu'à l'emplacement offrant la fonctionnalité de relève, un exemplaire à jour, daté et en vigueur, en version électronique ou papier, de son *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève, conformément à l'exigence E2.

E3. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir un centre de contrôle de relève (installation strictement de relève lui appartenant ou centre de contrôle d'une autre entité, exploité par des répartiteurs certifiés comme détenant les compétences de *coordonnateur de la fiabilité* lorsque le contrôle a été transféré à l'installation de relève) qui offre la fonctionnalité requise pour maintenir la conformité avec toutes les normes de fiabilité applicables à la fonctionnalité du centre de contrôle principal. Afin d'éviter qu'une troisième installation soit nécessaire, une installation de relève n'est pas exigée dans les cas suivants : *[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]*

- pendant les indisponibilités planifiées de deux semaines ou moins des installations principales ou de relève ;
- pendant les indisponibilités non planifiées des installations principales ou de relève.

M3. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit fournir des pièces justificatives datées attestant qu'il a un centre de contrôle de relève (installation strictement de relève lui appartenant ou centre de contrôle d'une autre entité, exploité par des répartiteurs certifiés comme détenant les compétences de *coordonnateur de la fiabilité* lorsque le contrôle a été transféré à l'installation de relève) qui offre la fonctionnalité requise pour maintenir la conformité avec toutes les normes de fiabilité applicables à la fonctionnalité du centre de contrôle principal, conformément à l'exigence E3.

E4. Chaque *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit avoir une fonctionnalité de relève (sous la forme soit d'une installation, soit de services en sous-traitance, exploités par des répartiteurs détenant la certification appropriée lorsque le contrôle a été transféré à la fonctionnalité de relève) comportant des fonctions de surveillance, de contrôle, d'enregistrement et d'alarme suffisantes pour maintenir la conformité avec toutes les normes de fiabilité applicables à la fonctionnalité du centre de contrôle principal du *responsable de l'équilibrage* et de celui de l'*exploitant de réseau de transport*. Afin d'éviter qu'une troisième fonctionnalité soit nécessaire, la fonctionnalité de relève n'est pas exigée dans les cas suivants : *[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]*

- pendant les indisponibilités planifiées de deux semaines ou moins de la fonctionnalité principale ou de relève ;
- pendant les indisponibilités non planifiées de la fonctionnalité principale ou de relève.

M4. Chaque *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit fournir des pièces justificatives datées attestant que sa fonctionnalité de relève (sous la forme soit d'une installation, soit de services en sous-traitance, exploités par des répartiteurs détenant la certification appropriée lorsque le contrôle a été transféré à la fonctionnalité de relève) comporte des fonctions de surveillance, de contrôle, d'enregistrement et d'alarme suffisantes pour maintenir la conformité avec toutes les normes de fiabilité applicables à la fonctionnalité du centre de contrôle principal du *responsable de l'équilibrage* et de celui de l'*exploitant de réseau de transport*, conformément à l'exigence E4.

E5. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit revoir et approuver annuellement son *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

5.1. Le *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève doit être mis à jour et approuvé dans les soixante jours civils suivant tout changement apporté à toute partie du *plan d'exploitation* spécifié à l'exigence E1.

M5. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit avoir des pièces justificatives attestant que son *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève daté, à jour et en vigueur, en version électronique ou papier, a été revu et approuvé annuellement et qu'il a été mis à jour dans les soixante jours civils suivant tout changement apporté à toute partie du *plan d'exploitation* spécifié à l'exigence E1, conformément à l'exigence E5.

E6. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit avoir une fonctionnalité principale et une fonctionnalité de relève qui ne dépendent pas l'une de l'autre pour les fonctions du centre de contrôle nécessaires au maintien de la conformité avec les normes de fiabilité. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

M6. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit avoir des pièces justificatives datées attestant que sa fonctionnalité principale et sa fonctionnalité de relève ne dépendent pas l'une de l'autre pour les fonctions du centre de contrôle nécessaires au maintien de la conformité avec les normes de fiabilité, conformément à l'exigence E6.

E7. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit conduire un essai annuel de son *plan d'exploitation*, et en documenter les résultats, qui démontre : *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

7.1. le temps de transition entre la perte simulée de fonctionnalité du centre de contrôle principal et la mise en œuvre complète de la fonctionnalité de relève ;

7.2. la fonctionnalité de relève pendant au moins deux heures sans interruption.

M7. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit fournir des pièces justificatives (documents datés, etc.) attestant qu'il a réalisé et documenté l'essai annuel de son *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève, conformément à l'exigence E7.

E8. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* qui a subi une perte de sa fonctionnalité principale ou de relève et qui prévoit que cette perte durera plus de six mois civils doit soumettre à son entité régionale, dans les six mois civils suivant cette perte, un plan montrant comment il rétablira la fonctionnalité principale ou de relève. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

M8. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* qui a subi une perte de sa fonctionnalité principale ou de relève et qui prévoit que cette perte durera plus de six mois civils doit fournir les pièces justificatives attestant qu'il a soumis à son entité régionale, dans les six mois civils suivant cette perte, un plan montrant comment il rétablira la fonctionnalité principale ou de relève, conformément à l'exigence E8.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Chaque entité pertinente doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps :

- Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit conserver une copie à jour, datée et en vigueur de son *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève, plus toutes les versions

diffusées depuis son dernier audit de conformité, conformément à la mesure M1.

- Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit conserver un exemplaire à jour, daté et en vigueur de son *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève, avec pièce justificative attestant de sa dernière version, disponible à son centre de contrôle principal ainsi qu'à l'emplacement offrant la fonctionnalité de relève, pour l'année en cours, conformément à la mesure M2.
- Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver des pièces justificatives datées, pour la période écoulée depuis son dernier audit de conformité, attestant qu'il a démontré qu'il a un centre de contrôle de relève (installation strictement de relève lui appartenant ou centre de contrôle d'une autre entité, exploité par des répartiteurs certifiés comme détenant les compétences de *coordonnateur de la fiabilité* lorsque le contrôle a été transféré à l'installation de relève) conforme à l'exigence E3 et qui offre la fonctionnalité requise pour maintenir la conformité avec toutes les normes de fiabilité applicables à la fonctionnalité du centre de contrôle principal, conformément à la mesure M3.
- Chaque *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit conserver des pièces justificatives datées, pour la période écoulée depuis son dernier audit de conformité, attestant qu'il a démontré que sa fonctionnalité de relève (sous la forme soit d'une installation, soit de services en sous-traitance, exploités par des répartiteurs détenant la certification appropriée lorsque le contrôle a été transféré à la fonctionnalité de relève) conforme à l'exigence E4 comporte des fonctions de surveillance, de contrôle, d'enregistrement et d'alarme suffisantes pour maintenir la conformité avec toutes les normes de fiabilité applicables à la fonctionnalité du centre de contrôle du *responsable de l'équilibrage* et de celui de l'*exploitant de réseau de transport*, conformément à la mesure M4.
- Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit conserver des pièces justificatives, pour la période écoulée depuis son dernier audit de conformité, attestant que son *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève daté, à jour et en vigueur a été revu et approuvé annuellement et qu'il a été mis à jour dans les soixante jours civils suivant tout changement apporté à toute partie du *plan d'exploitation* spécifié à l'exigence E1, conformément à la mesure M5.
- Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit conserver des pièces justificatives datées, pour l'année en cours et pour tout *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève en vigueur depuis son dernier audit de conformité, attestant que sa fonctionnalité principale et sa fonctionnalité de relève ne dépendent pas l'une de l'autre pour les fonctions du centre de contrôle nécessaires au maintien de la conformité avec les normes de fiabilité, conformément à la mesure M6.
- Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit conserver des pièces justificatives, pour l'année civile en cours et les années civiles précédentes, telles que des documents

datés, attestant qu'il a procédé à l'essai de son *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève, conformément à la mesure M7.

- Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* qui a subi une perte de sa fonctionnalité principale ou de relève et qui prévoit que cette perte durera plus de six mois civils doit conserver les pièces justificatives, pour le document en vigueur ainsi que pour tout document en vigueur depuis son dernier audit de conformité, attestant qu'il a soumis à son entité régionale, dans les six mois civils suivant cette perte, un plan montrant comment il rétablira la fonctionnalité principale ou de relève, conformément à la mesure M8.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la norme de fiabilité.

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.	L'entité responsable avait un *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève à jour, mais ce plan omet une des six parties de l'exigence (alinéas 1.1 à 1.6 de l'exigence E1).	L'entité responsable avait un *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève à jour, mais ce plan omet deux des six parties de l'exigence (alinéas 1.1 à 1.6 de l'exigence E1).	L'entité responsable avait un *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève à jour, mais ce plan omet trois des six parties de l'exigence (alinéas 1.1 à 1.6 de l'exigence E1).	L'entité responsable avait un *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève à jour, mais ce plan omet quatre ou plus des six parties de l'exigence (alinéas 1.1 à 1.6 de l'exigence E1). OU L'entité responsable n'avait pas un *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève à jour.
E2.	Sans objet	L'entité responsable n'avait pas d'exemplaire de son *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève à jour dans au moins un de ses emplacements de contrôle.	Sans objet	L'entité responsable n'avait aucun exemplaire de son *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève à jour dans ses emplacements de contrôle.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas de centre de contrôle de relève (installation strictement lui appartenant ou centre de contrôle d'une autre entité, exploité par des répartiteurs certifiés comme détenant les compétences de *coordonnateur de la fiabilité* lorsque le contrôle a été transféré à l'installation de relève) qui offre la fonctionnalité requise pour maintenir la conformité à toutes les normes de fiabilité applicables à la fonctionnalité du centre de contrôle principal.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L’entité responsable n’a pas de fonctionnalité de relève (sous la forme soit d’une installation, soit de services en sous-traitance, exploités par des *répartiteurs* détenant la certification appropriée lorsque le contrôle a été transféré à la fonctionnalité de relève) comportant des fonctions de surveillance, de contrôle, d’enregistrement et d’alarme suffisantes pour maintenir la conformité à toutes les normes de fiabilité applicables à la fonctionnalité du centre de contrôle principal du *responsable de l’équilibrage* et de celui de *l’exploitant de réseau de transport*.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5.	L'entité responsable n'a pas mis à jour et approuvé son *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève dans les 60 jours civils suivant tout changement apporté à toute partie du *plan d'exploitation* spécifié à l'exigence E1, mais l'a fait dans un délai de 70 jours civils.	L'entité responsable n'a pas mis à jour et approuvé son plan d'exploitation pour fonctionnalité de relève dans les 70 jours civils suivant tout changement apporté à toute partie du *plan d'exploitation* spécifié à l'exigence E1, mais l'a fait dans un délai de 80 jours civils.	L'entité responsable n'a pas mis à jour et approuvé son *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève dans les 80 jours civils suivant tout changement apporté à toute partie du *plan d'exploitation* spécifié à l'exigence E1, mais l'a fait dans un délai de 90 jours civils.	L'entité responsable n'avait pas de pièce justificative attestant que son *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève daté, à jour et en vigueur a été revu et approuvé annuellement. OU L'entité responsable n'a pas mis à jour et approuvé son *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève dans les 90 jours civils suivant tout changement apporté à toute partie du *plan d'exploitation* spécifié à l'exigence E1.
E6.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable a une fonctionnalité principale et une fonctionnalité de relève qui dépendent l'une de l'autre pour les fonctions du centre de contrôle nécessaires au maintien de la conformité aux normes de fiabilité.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E7.	L'entité responsable a procédé à un essai annuel de son *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève, mais elle n'a pas documenté les résultats. OU L'entité responsable a procédé à un essai annuel de son *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève, mais cet essai a duré, sans interruption, moins de 2 heures, mais au moins 1,5 heure.	L'entité responsable a procédé à un essai annuel de son *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève, mais cet essai a duré, sans interruption, moins de 1,5 heure, mais au moins 1 heure.	L'entité responsable a procédé à un essai annuel de son *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève, mais cet essai n'a pas évalué le temps de transition entre la perte simulée du centre de contrôle principal et la mise en œuvre complète de la fonctionnalité de relève. OU L'entité responsable a procédé à un essai annuel de son *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève, mais cet essai a duré, sans interruption, moins de 1 heure, mais au moins 0,5 heure.	L'entité responsable n'a pas procédé à un essai annuel de son plan *d'exploitation* pour fonctionnalité de relève. OU L'entité responsable a procédé à un essai annuel de son *plan d'exploitation* pour fonctionnalité de relève, mais cet essai a duré moins de 0,5 heure sans interruption.
E8.	L'entité responsable a subi une perte de sa fonctionnalité principale ou de relève, elle prévoyait que cette perte durerait plus de six mois civils et elle a fourni à son entité régionale un plan montrant comment elle rétablirait la fonctionnalité principale ou de relève, mais le plan a été soumis plus de six mois civils et au plus sept mois civils après la date à laquelle la fonctionnalité a été perdue.	L'entité responsable a subi une perte de sa fonctionnalité principale ou de relève, elle prévoyait que cette perte durerait plus de six mois civils et elle a fourni à son entité régionale un plan montrant comment elle rétablirait la fonctionnalité principale ou de relève, mais le plan a été soumis plus de sept mois civils et au plus huit mois civils après la date à laquelle la fonctionnalité a été perdue.	L'entité responsable a subi une perte de sa fonctionnalité principale ou de relève, elle prévoyait que cette perte durerait plus de six mois civils et elle a fourni à son entité régionale un plan montrant comment elle rétablirait la fonctionnalité principale ou de relève, mais le plan a été soumis plus de huit mois civils et au plus neuf mois civils après la date à laquelle la fonctionnalité a été perdue.	L'entité responsable a subi une perte de sa fonctionnalité principale ou de relève, elle prévoyait que cette perte durerait plus de six mois civils et elle a fourni à son entité régionale un plan montrant comment elle rétablirait la fonctionnalité principale ou de relève, mais le plan a été soumis plus de neuf mois civils après la date à laquelle la fonctionnalité a été perdue.

D. Différences régionales

Aucune

E. Documents connexes

Lien vers le plan de mise en œuvre et d'autres documents connexes importants

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	2009-2010	Projet 2006-04 : révisions	Refonte majeure en fonction des changements indiqués dans le dossier du projet.
1	5 août 2010	Projet 2006-04 : adoption par le conseil d'administration	
1	21 avril 2011	Projet 2006-04 : ordonnance de la FERC approuvant la norme EOP-008-1 (avec effet le 27 juin 2011)	
1	1er juillet 2013	Projet 2006-04 : mise à jour des VRF et VSL selon l'approbation du 24 juin 2013	
2	9 juillet 2017	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Révision
2	18 janvier 2018	Ordonnance de la FERC approuvant la norme EOP-008-2. Dossier no RM17-12-000.	

Justification

Justification concernant l'exigence E1 : L'expression « liaisons d'échange de données » est remplacée par « moyens d'échange de données » à l'alinéa 1.2.2 de l'exigence E1, pour les raisons exposées ci-après.

La norme COM-001-1 (qui n'est plus en vigueur) concernait les télécommunications, notion pouvant être considérée comme englobant la voix et les données. La norme COM-001-2.1 (actuellement en vigueur) vise spécifiquement la « *communication interpersonnelle* », à l'exclusion de la transmission de données.

Historiquement, les échanges de données étaient couverts par les normes IRO et TOP. Les normes révisées dans le cadre du projet 2014-03 de révision des normes TOP et IRO utilisent l'expression « moyens d'échange de données ». Le texte de justification incorporé à la norme IRO-002-4 explique le besoin de conserver la notion d'échanges de données, puisque ce type de communication n'est pas couvert par les normes COM.

Annexe EOP-008-2-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme EOP-008-2 – Perte de fonctionnalité d'un centre de contrôle

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière

2. Numéro : Aucune disposition particulière

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1.	Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie :	22 novembre 2019
5.2.	Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie :	22 novembre 2019
5.3.	Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe :	1er janvier 2021

6. Définitions spécifiques à la norme :

Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Remplacer « *BES* » par « *RTP* » dans cette section.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité à la norme de fiabilité visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	22 novembre 2019	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Exploitation sous perturbations géomagnétiques**

2. Numéro : EOP-010-1

3. Objet : Atténuer les effets des perturbations géomagnétiques (GMD) en mettant en application des *plans*, des *processus* et des *procédures d'exploitation.*

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1 *Coordonnateur de la fiabilité*

4.1.2 *Exploitant de réseau de transport* dont la *zone de l'exploitant de réseau de transport* comporte un transformateur de puissance dont le côté haute tension présente un enroulement en étoile avec neutre mis à la terre et dont la tension aux bornes est supérieure à 200 kV

5. Contexte :

Les perturbations géomagnétiques (GMD) ont le potentiel de nuire à la fiabilité des réseaux de transport interconnectés. Pendant un événement de GMD, des courants induits géomagnétiquement (GIC) peuvent entraîner une surchauffe ou des dommages du transformateur, une perte de sources de *puissance réactive*, une demande accrue en *puissance réactive* et un *fonctionnement incorrect* des *systèmes de protection* qui, en combinaison, peuvent entraîner l'effondrement de la tension et une panne de réseau.

6. Date d'entrée en vigueur :

Le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après la date d'approbation de cette norme par un organisme gouvernemental pertinent, ou selon les exigences applicables à un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent. Si l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, la norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après la date d'adoption de cette norme par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit élaborer, tenir à jour et mettre en application un *plan d'exploitation* GMD qui coordonne les *procédures d'exploitation* ou les *processus d'exploitation* GMD à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*. Ce *plan d'exploitation* GMD doit comprendre au minimum : *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : planification à long terme, planification de l'exploitation, exploitation le jour même et exploitation en temps réel]*

E1.1. une description des activités visant à atténuer les effets des perturbations géomagnétiques sur la fiabilité du réseau de transport interconnecté à l'intérieur de la *zone de fiabilité* ;

E1.2. un processus d'examen par le *coordonnateur de la fiabilité* des *procédures d'exploitation* ou des *processus d'exploitation* GMD des *exploitants de réseau de transport* dans sa *zone de fiabilité.*

M1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir un *plan d'exploitation* GMD à jour qui respecte toutes les dispositions de l'exigence E1, des pièces justificatives comme une révision ou un historique des révisions attestant que le plan d'exploitation GMD a été tenu à jour ; et

des pièces justificatives pour montrer que ce plan a été mis en application conformément aux dispositions comme des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux ou des transcriptions d'enregistrements vocaux datés.

E2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit diffuser l'information sur la prévision et la météo spatiale courante aux entités fonctionnelles identifiées comme destinataires dans son *plan d'exploitation* GMD. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation le jour même et exploitation en temps réel]*

M2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir des pièces justificatives comme des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions ou des communications électroniques datés attestant que l'information sur la prévision et la météo spatiale a été diffusée conformément à son *plan d'exploitation* GMD.

E3. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit élaborer, tenir à jour et mettre en application une *procédure d'exploitation* ou un *processus d'exploitation* GMD visant à atténuer les effets des perturbations géomagnétiques sur la fiabilité de son réseau. Cette *procédure d'exploitation* ou ce *processus d'exploitation* doit comprendre au minimum : *[Facteur de risque (VRF) : moyen] [Horizon : planification à long terme, planification de l'exploitation, exploitation le jour même et exploitation en temps réel]*

E3.1. les étapes ou les tâches à la réception de l'information sur la météo spatiale ;

E3.2. les mesures à prendre par le *répartiteur* en fonction de conditions préétablies ;

E3.3. les conditions de fin de la *procédure d'exploitation* ou du *processus d'exploitation*.

M3. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir une *procédure d'exploitation* ou un *processus d'exploitation* GMD qui respectent toutes les dispositions de l'exigence E3 ; des pièces justificatives comme une révision ou un historique des révisions attestant que la *procédure d'exploitation* ou *processus d'exploitation* GMD a été tenu à jour ; et des pièces justificatives comme des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux ou des transcriptions d'enregistrements vocaux attestant que la *procédure d'exploitation* ou *processus d'exploitation* a été mis en application conformément aux dispositions.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « responsable de la surveillance de la conformité » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres preuves attestant sa conformité pendant la période complète depuis le dernier audit.

Le *coordonnateur de la fiabilité* et l'*exploitant de reseau de transport* doivent conserver les données ou pièces justificatives pour montrer leur conformité selon les indications ci-après, à moins que leur CEA leur demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

Les entités responsables doivent conserver les pièces justificatives documentaires pendant trois ans.

Si une entité responsable est jugée non conforme à une exigence, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le CEA doit conserver les derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformités			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification à long terme, planification de l'exploitation, exploitation le jour même et exploitation en temps réel	Moyen	Le *coordonnateur de la fiabilité* avait un *plan d'exploitation* GMD, mais il ne l'a pas tenu à jour.	Sans objet	Le *plan d'exploitation* GMD du *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas inclut un des éléments E1.1 et E1.2. de l'exigence E1.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'avait pas de *plan d'exploitation* GMD. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas mis en application son *plan d'exploitation* GMD dans sa *zone de fiabilité*.
E2	Exploitation le jour même, exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas diffusé l'information sur la prévision et la météo spatiale courante à toutes les entités fonctionnelles identifiées comme destinataires dans son *plan d'exploitation* GMD.

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformités			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Planification à long terme, planification de l'exploitation, exploitation le jour même, exploitation en temps réel	Moyen	L'*exploitant de réseau de transport* avait une *procédure d'exploitation* ou un *processus d'exploitation* GMD, mais il ne l'a pas tenu à jour.	La *procédure d'exploitation* ou le *processus d'exploitation* GMD de l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas inclut un des éléments E3.1 à E3.3 de l'exigence E3.	La *procédure d'exploitation* ou le *processus d'exploitation* GMD de l'*exploitant de réseau de transport* a omis au moins deux des éléments E3.1 à E3.3 de l'exigence E3.	L'*exploitant réseau de transport* n'avait pas de *procédure d'exploitation* ou de *processus d'exploitation* GMD. OU L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas mis en application sa *procédure d'exploitation* ou son *processus d'exploitation* GMD.

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Principes directeurs et fondements techniques

Pendant l'élaboration de la présente norme, des boîtes de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces boîtes de texte a été déplacé ci-après.

Justification de l'exigence E1

Un *plan d'exploitation* est mis en application par l'exécution des actions qui y sont stipulées.

La coordination vise à assurer que les *procédures d'exploitation* n'entrent pas mutuellement en conflit. Un *plan d'exploitation* est tenu à jour si l'on maintient sa pertinence compte tenu de la configuration, des conditions ou de l'expérience d'exploitation du réseau, selon ce qui est nécessaire pour réaliser son but.

Les éléments de l'exigence E1 sont liés à différents horizons temporels : l'élaboration du *plan d'exploitation* GMD correspond à l'*horizon de planification à long terme* ; la tenue à jour de ce plan correspond à l'horizon de *planification de l'exploitation* ; et la mise en application de ce plan correspond aux horizons de *planification de l'exploitation*, exploitation *le jour même* et exploitation en *temps réel*.

Justification de l'exigence E2

L'exigence E2 remplace l'exigence E3 de la norme IRO-005-3.1a. La norme IRO-005-4, a été adoptée par le Conseil d'administration de la NERC et soumise à la FERC et aura pour effet de rendre caduque l'exigence E3 de la norme IRO-005-3.1a. Si la norme EOP-010-1 entre en vigueur avant le retrait de la norme IRO-005-3.1a, l'exigence E2 entrera en vigueur le premier jour suivant le retrait de la norme IRO-005-3.1a.

Les prévisions de la météo spatiale servent à informer à l'avance sur la situation et à préparer sécuritairement le réseau. Les conditions courantes de la météo spatiale servent à surveiller l'évolution d'une perturbation géomagnétique en cours.

Le *coordonnateur de la fiabilité* est responsable de la diffusion de l'information sur la météo spatiale afin d'assurer la coordination des actions et une connaissance homogène de la situation dans sa *zone de fiabilité*.

Justification de l'exigence E3

Dans l'élaboration d'une *procédure d'exploitation* ou d'un *processus d'exploitation*, l'entité peut tenir compte de facteurs qui lui sont propres, comme la géographie et la géologie ainsi que la topologie du réseau.

Une *procédure d'exploitation* ou un *processus d'exploitation* est tenu à jour si l'on maintient son applicabilité compte tenu de la configuration, des conditions ou de l'expérience d'exploitation du réseau, selon ce qui est nécessaire pour réaliser son but.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	7 novembre 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	
1	19 juin 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant EOP-010-1	

Annexe QC-EOP-010-1
Dispositions particulières de la norme EOP-010-1 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : **Exploitation sous perturbations géomagnétiques**

2. Numéro : EOP-010-1

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

Aucune disposition particulière

5. Contexte :

Aucune disposition particulière

6. Date d'entrée en vigueur :

6.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 30 septembre 2016

6.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 17 février 2021

6.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec :

Exigence	Date d'entrée en vigueur au Québec
E1, E3	1er janvier 2017
E2	1er avril 2021

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	30 septembre 2016	Nouvelle annexe	Nouvelle
1	17 février 2021	Modification de la date d'entrée en vigueur de l'exigence E2 en suivi de décision D-2021-015 dans le cadre du dossier R-4123-2020.	Révision

A. Introduction

1. Titre : **Préparation et exploitation en situation d'urgence**

2. Numéro : **EOP-011-2**

3. Objet : Combattre les effets des urgences d'exploitation en veillant à ce que chaque *exploitant de réseau de transport*, *responsable de l'équilibrage* et *propriétaire d'installation de production* établisse un ou des plans afin de remédier aux *urgences* d'exploitation, et à assurer la mise en œuvre et la coordination de ces plans à l'intérieur de la *zone de fiabilité*, conformément aux exigences pertinentes.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1. *Responsable de l'équilibrage*

4.1.2. *Coordonnateur de la fiabilité*

4.1.3. *Exploitant de réseau de transport*

4.1.4. *Propriétaire d'installation de production*

4.1.5. *Exploitant d'installation de production*

4.2. Installations :

4.2.1. Aux fins de la présente norme, le terme « groupe de production » désigne tout groupe de production qui fait partie du *système de production-transport d'électricité*.

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre du projet 2019-06.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit établir, tenir à jour et mettre en œuvre un ou plusieurs *plans d'exploitation*, soumis à l'examen de son *coordonnateur de la fiabilité*, visant à remédier aux *urgences* d'exploitation dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport*. Ces *plans d'exploitation* doivent comporter les éléments suivants, selon le cas :
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel, planification de l'exploitation et planification à long terme]

1.1. rôles et responsabilités dans le déclenchement des *plans d'exploitation* ;

1.2. processus de préparation aux *urgences* et de remédiation, notamment :

1.2.1. la notification à son *coordonnateur de la fiabilité*, précisant les conditions courantes et projetées, lorsqu'une *urgence* d'exploitation est constatée ;

1.2.2. l'annulation ou le rappel des retraits de *transport* et de production ;

1.2.3. la reconfiguration du réseau de *transport* ;

1.2.4. la réaffectation des demandes de production ;

1.2.5. des plans de délestage de *charge* manuel contrôlé par l'opérateur chevauchant le moins possible les délestages de *charge* automatiques et pouvant être mis en œuvre assez rapidement pour remédier à une *urgence* ; et

1.2.6. des dispositions visant à déterminer les impacts sur la fiabilité :

1.2.6.1. des conditions de temps froid ; et

1.2.6.2. des conditions météorologiques extrêmes.

M1. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir un ou des *plans d'exploitation* datés, établis conformément à l'exigence E1 et soumis à l'examen de son *coordonnateur de la fiabilité* ; des pièces justificatives (fiches d'examen, historiques des révisions, etc.) attestant que son ou ses *plans d'exploitation* ont été tenus à jour ; ainsi que des pièces justificatives (journaux ou autres documents d'exploitation, enregistrements vocaux ou autres documents de communication, etc.) attestant que son ou ses *plans d'exploitation* ont été mis en œuvre lorsqu'une *urgence* s'est produite, conformément à l'exigence E1.

E2. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit établir, tenir à jour et mettre en œuvre un ou plusieurs *plans d'exploitation*, soumis à l'examen de son *coordonnateur de la fiabilité*, visant à remédier aux *défaillances en puissance* et aux *défaillances en énergie* dans sa *zone d'équilibrage*. Ces *plans d'exploitation* doivent comporter les éléments suivants, selon le cas : *[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel, planification de l'exploitation et planification à long terme]*

2.1. rôles et responsabilités dans le déclenchement des *plans d'exploitation* ;

2.2. processus de préparation aux *urgences* et de remédiation, notamment ;

2.2.1. la notification à son *coordonnateur de la fiabilité*, précisant les conditions courantes et projetées, lorsqu'une *défaillance en puissance* ou une *défaillance en énergie* est constatée ;

2.2.2. la demande d'établissement d'une alerte de *défaillance en énergie*, selon l'annexe 1 ;

2.2.3. la gestion des ressources de production dans sa *zone d'équilibrage*, concernant :

2.2.3.1. la capacité et la disponibilité ;

2.2.3.2. les problèmes d'approvisionnement et de stocks de combustible ;

2.2.3.3. la capacité de changement de combustible ; et

2.2.3.4. les contraintes environnementales.

2.2.4. les appels au public demandant l'adoption volontaire de mesures de réduction de la *charge* ;

2.2.5. les demandes à adresser aux organismes gouvernementaux pour qu'ils mettent en œuvre leurs programmes de réduction de la consommation ;

2.2.6. la réduction de la consommation interne d'énergie du service public d'électricité ;

2.2.7. le recours à des *charges interruptibles* ou réductibles et à des effacements de consommation ;

2.2.8. des plans de délestage de *charge* manuel contrôlé par l'opérateur chevauchant le moins possible les délestages de *charge* automatiques et pouvant être mis en œuvre assez rapidement pour remédier à une *urgence* ; et

2.2.9. des dispositions visant à déterminer les impacts sur la fiabilité :

2.2.9.1. des conditions de temps froid ; et

2.2.9.2. des conditions météorologiques extrêmes.

M2. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir un ou des *plans d'exploitation* datés, établis conformément à l'exigence E2 et soumis à l'examen de son *coordonnateur de la fiabilité* ; des pièces justificatives (fiches d'examen, historiques des révisions, etc.) attestant que son ou ses *plans d'exploitation* ont été tenus à jour ; ainsi que des pièces justificatives (journaux ou autres documents d'exploitation, enregistrements vocaux ou autres documents de communication, etc.) attestant que son ou ses *plans d'exploitation* ont été mis en œuvre lorsqu'une *urgence* s'est produite, conformément à l'exigence E2.

E3. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit examiner les *plans d'exploitation* visant à remédier aux *urgences* d'exploitation qui lui sont soumis par un *exploitant de réseau de transport* ou un *responsable de l'équilibrage* en rapport avec les risques pour la fiabilité qui existent entre les différents *plans d'exploitation*.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]

3.1. Dans un délai de 30 jours civils après réception, le *coordonnateur de la fiabilité* doit :

3.1.1. examiner chaque *plan d'exploitation* soumis, sous l'angle de la compatibilité et de l'interdépendance par rapport aux *plans d'exploitation* des autres *responsables de l'équilibrage* et *exploitants de réseau de transport* ;

3.1.2. examiner chaque *plan d'exploitation* soumis, sous l'angle de la coordination, en vue de prévenir tout risque pour la fiabilité dans la *zone étendue* ; et

3.1.3. communiquer à chaque *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* les résultats de son examen, en spécifiant tout délai nécessaire pour soumettre de nouveau le *plan d'exploitation* si des corrections sont jugées nécessaires.

M3. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir une documentation (courriels datés ou autre correspondance, etc.) attestant qu'il a examiné le *plan d'exploitation* de l'*exploitant de réseau de transport* ou du *responsable de l'équilibrage* dans un délai de 30 jours civils suivant sa soumission selon l'exigence E3.

E4. Chaque *exploitant de réseau de transport* ou *responsable de l'équilibrage* doit tenir compte de tout risque pour la fiabilité signalé par son *coordonnateur de la fiabilité* selon l'exigence E3, et soumettre de nouveau son *plan d'exploitation* à son *coordonnateur de la fiabilité* dans le délai spécifié par celui-ci.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]

M4. L'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* doit avoir une documentation (courriels datés ou autre correspondance, etc.) ainsi qu'un historique des versions de son *plan d'exploitation* attestant qu'il a corrigé son *plan d'exploitation* dans le délai spécifié par son *coordonnateur de la fiabilité* conformément à l'exigence E4.

E5. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* qui reçoit une notification d'*urgence* d'un *exploitant de réseau de transport* ou d'un *responsable de l'équilibrage* dans sa *zone de fiabilité* doit en aviser, dans les 30 minutes suivant la réception de cette notification, les autres *responsables de l'équilibrage* et *exploitants de réseau de transport* de sa *zone de fiabilité*, ainsi que les *coordonnateurs de la fiabilité* voisins.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

M5. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* qui a reçu une notification d'*urgence* d'un *exploitant de réseau de transport* ou d'un *responsable de l'équilibrage* dans sa *zone de fiabilité* doit détenir, et présenter sur demande, des pièces justificatives (journaux d'exploitation, enregistrements vocaux ou transcriptions de tels enregistrements, communications électroniques ou toute pièce équivalente) permettant de déterminer si le *coordonnateur de la fiabilité* a communiqué, conformément à l'exigence E5, avec les autres *responsables de l'équilibrage* et *exploitants de réseau de transport* de sa *zone de fiabilité*, ainsi qu'avec les *coordonnateurs de la fiabilité* voisins.

E6. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* dont un des *responsables de l'équilibrage* fait face à une *défaillance en énergie* potentielle ou immédiate dans sa *zone de fiabilité* doit lancer une alerte de *défaillance en énergie*, selon la description de l'annexe 1.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

M6. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* dont un des *responsables de l'équilibrage* a fait face à une *défaillance en énergie* potentielle ou immédiate dans sa *zone de fiabilité* doit détenir, et présenter sur demande, des pièces justificatives (journaux d'exploitation, enregistrements vocaux ou transcriptions de tels enregistrements, communications électroniques ou toute pièce équivalente) attestant qu'il a lancé une alerte de *défaillance en énergie*, selon la description de l'annexe 1, conformément à l'exigence E6.

E7. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit mettre en œuvre et tenir à jour un ou des plans de préparation aux conditions de temps froid pour ses groupes de production. Ce ou ces plans doivent comprendre au minimum les éléments suivants :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation et exploitation en temps réel]

7.1. des mesures de protection contre le gel des groupes de production, selon l'emplacement géographique et la configuration de la centrale ;

7.2. une inspection et un entretien annuels des mesures de protection contre le gel des groupes de production ;

7.3. des données d'exploitation par temps froid des groupes de production, notamment :

7.3.1. les limitations d'exploitation des groupes de production par temps froid, notamment :

7.3.1.1. la capacité et la disponibilité ;

7.3.1.2. les problèmes d'approvisionnement et de stocks de combustible ;

7.3.1.3. la capacité de changement de combustible ; et

7.3.1.4. les contraintes environnementales ;

7.3.2. les valeurs minimales suivantes pour les groupes de production :

7.3.2.1. la température minimale de conception ; ou

7.3.2.2. la température minimale d'exploitation historique ; ou

7.3.2.3. la température minimale de service actuelle par temps froid, selon une analyse technique.

M7. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant que son ou ses plans de préparation aux conditions de temps froid ont été mis en œuvre et tenus à jour conformément à l'exigence E7.

E8. Chaque *propriétaire d'installation de production*, en collaboration avec son *exploitant d'installation de production*, doit désigner l'entité chargée de la formation spécifique aux groupes de production ; cette entité désignée doit donner cette formation au personnel de maintenance ou d'exploitation chargé de mettre en œuvre le ou les plans de préparation établis conformément à l'exigence E7.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen]
[Horizon : planification à long terme et planification de l'exploitation]

M8. Chaque *exploitant d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de production* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant que le personnel visé a été formé aux plans de préparation aux conditions de temps froid du *propriétaire d'installation de production*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : dossiers de formation du personnel, matériel de formation, dates de formation, horaires ou objectifs de formation, présence aux réunions préparatoires de travail, examen des tâches dans les ordres de travail, breffages de santé-sécurité, registres des présences à la formation en classe et attestations de formation assistée par ordinateur aux fins de l'exigence E8.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

- L'*exploitant de réseau de transport* doit conserver le ou les *plans d'exploitation* en vigueur, des pièces justificatives d'examen ou d'historique des révisions, plus chaque version publiée depuis l'audit le plus récent, ainsi que des pièces justificatives attestant sa conformité depuis l'audit le plus récent, pour les exigences E1 et E4 et pour les mesures M1 et M4.
- Le *responsable de l'équilibrage* doit conserver le ou les *plans d'exploitation* en vigueur, des pièces justificatives d'examen ou d'historique des révisions, plus

chaque version publiée depuis l'audit le plus récent, ainsi que des pièces justificatives attestant sa conformité depuis l'audit le plus récent, pour les exigences E2 et E4 et pour les mesures M2 et M4.

- Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver des pièces justificatives attestant sa conformité depuis l'audit le plus récent pour les exigences E3, E5 et E6 et pour les mesures M3, M5 et M6.
- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver le ou les plans de préparation aux conditions de temps froid, des pièces attestant l'historique de révision ou de tenue à jour, plus un exemplaire de chaque version publiée depuis l'audit le plus récent, ainsi que des pièces attestant la conformité depuis l'audit le plus récent pour l'exigence E7 et la mesure M7.

1.3. Le *propriétaire d'installation de production* ou l'*exploitant d'installation de production* doit conserver les données ou les preuves de conformité pendant trois ans ou depuis le plus récent audit de conformité, selon la plus longue de ces périodes, à moins que son *CEA* lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps, pour l'exigence E8 et la mesure M8. **Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes**

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la *norme de fiabilité*.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Exploitation en temps réel, planification de l'exploitation et planification à long terme	Élevé	S. O.	L'*exploitant de réseau* de transport a établi un ou plusieurs *plans d'exploitation* visant à remédier aux *urgences* d'exploitation dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport* et les a soumis à l'examen de son *coordonnateur de la fiabilité*, mais ne les a pas tenus à jour.	L'*exploitant de réseau de transport* a établi un ou plusieurs *plans d'exploitation* visant à remédier aux *urgences* d'exploitation dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport*, mais ne les a pas soumis à l'examen de son *coordonnateur de la fiabilité*.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas établi de *plan d'exploitation* visant à remédier aux *urgences* d'exploitation dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport*. OU L'*exploitant de réseau de transport* a établi un ou plusieurs *plans d'exploitation* visant à remédier aux *urgences* d'exploitation dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport* et les a soumis à l'examen de son *coordonnateur de la fiabilité*, mais ne les a pas mis en œuvre.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	Exploitation en temps réel, planification de l'exploitation et planification à long terme	Élevé	S. O.	Le *responsable de l'équilibrage* a établi un ou plusieurs *plans d'exploitation* visant à remédier aux *urgences* d'exploitation dans sa *zone d'équilibrage* et les a soumis à l'examen de son *coordonnateur de la fiabilité*, mais ne les a pas tenus à jour.	Le *responsable de l'équilibrage* a établi un ou plusieurs *plans d'exploitation* visant à remédier aux *urgences* d'exploitation dans sa *zone d'équilibrage*, mais ne les a pas soumis à l'examen de son *coordonnateur de la fiabilité*.	Le *responsable de l'équilibrage* n'a pas établi de *plan d'exploitation* visant à remédier aux *urgences* d'exploitation dans sa *zone d'équilibrage*. OU Le *responsable de l'équilibrage* a établi un ou plusieurs *plans d'exploitation* visant à remédier aux *urgences* d'exploitation dans sa *zone d'équilibrage*, mais ne les pas mis en œuvre.
E3	Planification de l'exploitation	Élevé	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a découvert un risque pour la fiabilité, mais a avisé le *responsable de l'équilibrage* ou l'*exploitant de réseau de transport* dans un délai de plus de 30 jours civils.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a découvert un risque pour la fiabilité, mais n'a pas avisé le *responsable de l'équilibrage* ou l'*exploitant de réseau de transport*.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4	Planification de l'exploitation	Élevé	S. O.	S. O.	L'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* a modifié et soumis de nouveau son ou ses *plans d'exploitation* à son *coordonnateur de la fiabilité*, mais en dépassant le délai spécifié par celui-ci.	L'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* n'a pas modifié et soumis de nouveau son ou ses *plans d'exploitation* à son *coordonnateur de la fiabilité*.
E5	Exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la fiabilité* qui a reçu une notification d'*urgence* d'un *exploitant de réseau de transport* ou d'un *responsable de l'équilibrage* a avisé les *responsables de l'équilibrage, exploitants de réseau de transport* et *coordonnateurs de la fiabilité* voisins, mais dans un délai de plus de 30 minutes suivant la réception de cette notification.	Le *coordonnateur de la fiabilité* qui a reçu une notification d'*urgence* d'un *exploitant de réseau de transport* ou d'un *responsable de l'équilibrage* n'a pas avisé les *responsables de l'équilibrage*, *exploitants de réseau de transport* et *coordonnateurs de la fiabilité* voisins.
E6	Exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la fiabilité* dont un des *responsables de l'équilibrage* fait face à une *défaillance en énergie* potentielle ou immédiate dans sa *zone de fiabilité* n'a pas lancé d'alerte de *défaillance en énergie*.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E7	Planification de l'exploitation et exploitation en temps réel	Élevé	Le *propriétaire d'installation de production* a mis en œuvre un ou des plans de préparation aux conditions de temps froid, mais ne les a pas tenus à jour.	Le plan de préparation aux conditions de temps froid du *propriétaire d'installation de production* a omis un des alinéas de l'exigence E7.	Le *propriétaire d'installation de production* a un ou des plans de préparation aux conditions de temps froid et il les a tenus à jour, mais ne les a pas pleinement mis en œuvre. OU Le plan de préparation aux conditions de temps froid du *propriétaire d'installation de production* a omis deux des alinéas de l'exigence E7.	Le *propriétaire d'installation de production* n'a pas de plan de préparation aux conditions de temps froid. OU Le *propriétaire d'installation de production* a un plan de préparation aux conditions de temps froid, mais celui-ci ne comprend aucun des éléments spécifiés aux alinéas de l'exigence E7.
E8	Planification de l'exploitation et exploitation en temps réel	Moyen	Le *propriétaire d'installation de production* ou l'*exploitant d'installation de production* a omis de donner la formation spécifique aux groupes de production prescrite à l'exigence E8 à un ou des employés visés, selon le nombre le plus élevé : • un employé visé pour un même groupe de production ; ou • 5 % ou moins du nombre total de ses employés visés.	Le *propriétaire d'installation de production* ou l'*exploitant d'installation de production* a omis de donner la formation spécifique aux groupes de production prescrite à l'exigence E8 à des employés visés, selon le nombre le plus élevé : • deux employés visés pour un même groupe de production ; ou • plus de 5 % et au plus 10 % du nombre total de ses employés visés.	Le *propriétaire d'installation de production* ou l'*exploitant d'installation de production* a omis de donner la formation spécifique aux groupes de production prescrite à l'exigence E8 à des employés visés, selon le nombre le plus élevé : • trois employés visés pour un même groupe de production ; ou • plus de 10 % et au plus 15 % du nombre total de ses employés visés.	Le *propriétaire d'installation de production* ou l'*exploitant d'installation de production* a omis de donner la formation spécifique aux groupes de production prescrite à l'exigence E8 à des employés visés, selon le nombre le plus élevé : • quatre employés visés pour un même groupe de production ; ou • plus de 15 % du nombre total de ses employés visés.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration.	Fusion des normes EOP-001-2.1b, EOP-002-3.1 et EOP-003-2
1	19 novembre 2015	Approbation par la FERC de la norme EOP-011-1. Dossiers RM15-7-000, RM15-12-000 et RM15-13-000 (ordonnance 818).	
2	11 juin 2021	Adoption par le Conseil d'administration.	Révision dans le cadre du projet 2019-06.
2	24 août 2021	Approbation par la FERC de la norme EOP-011-2. Dossier RD21-5-000.	
2	24 août 2021	1er avril 2023	Entrée en vigueur

Annexe 1-EOP-011-2
Alertes de défaillance en énergie

Introduction

La présente annexe décrit le processus par lequel le *coordonnateur de la fiabilité* communique la situation d'un *responsable de l'équilibrage* qui fait face à une *défaillance en énergie*, ainsi que les différents niveaux d'alerte.

A. Responsabilités générales

1. **Lancement d'une alerte par le *coordonnateur de la fiabilité*.** Seul un *coordonnateur de la fiabilité* peut lancer une alerte de *défaillance en énergie* (EEA), 1) à la demande du *coordonnateur de la fiabilité* lui-même ou 2) à la demande d'un *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique.

2. **Notification**. Le *coordonnateur de la fiabilité* qui lance une EEA doit en aviser tous les *responsables de l'équilibrage* et les *exploitants de réseau de transport* de sa *zone de fiabilité*. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit aussi notifier tous les *coordonnateurs de la fiabilité* voisins.

B. Niveaux d'alerte

Introduction

Afin que tous les *coordonnateurs de la fiabilité* puissent juger clairement des *défaillances en énergie* (réelles ou appréhendées) dans l'*Interconnexion*, la NERC a établi pour les EEA trois niveaux d'alerte. Les *coordonnateurs de la fiabilité* indiqueront le niveau d'alerte approprié dans leurs communications sur les *défaillances en énergie*. Il est à noter que les EEA sont des procédures d'*urgence*, et non des pratiques d'exploitation quotidienne ; elles ne doivent donc pas servir de solution de rechange à une véritable conformité aux *normes de fiabilité* de la NERC.

Le *coordonnateur de la fiabilité* est libre de choisir, pour chaque EEA, le niveau d'alerte nécessaire ; il n'y a pas lieu de suivre l'ordre séquentiel des alertes.

1. **EEA de niveau 1 – Toutes les ressources de production disponibles sont utilisées.**

   Circonstances :

   - Le *responsable de l'équilibrage* est dans une situation où toutes les ressources disponibles sont mobilisées pour satisfaire les *charges* garanties, les transactions fermes et les engagements en matière de réserves, et doute de sa capacité de maintenir la *réserve pour contingence* exigée de lui.
   - Les ventes d'énergie de gros non ferme (autres que celles qui sont révocables pour satisfaire les exigences de réserve) ont fait l'objet d'une réduction.

2. **EEA de niveau 2 – Des procédures de gestion de la *charge* sont en cours.**

   Circonstances :

   - Le *responsable de l'équilibrage* n'est plus en mesure de répondre aux besoins en énergie prévus, et est considéré comme un *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique.
   - Le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique a mis en œuvre un ou plusieurs de ses *plans d'exploitation* afin de remédier à des *urgences*.

- Le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique est encore en mesure de maintenir la *réserve pour contingence* minimale exigée de lui.

Durant une EEA de niveau 2, les *responsables de l'équilibrage* en déficit énergétique et les *coordonnateurs de la fiabilité* ont les responsabilités suivantes :

2.1. Aviser les autres *responsables de l'équilibrage* et participants au marché. Le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique doit faire connaître ses besoins aux autres *responsables de l'équilibrage* et participants au marché. À la demande du *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique, son *coordonnateur de la fiabilité* doit publier sur le site Web du système RCIS la déclaration du niveau d'alerte et le nom du *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique.

2.2. Période de déclaration. Le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique doit tenir au courant son *coordonnateur de la fiabilité* de l'évolution de la situation, au minimum à toutes les heures, jusqu'à ce que l'EEA de niveau 2 soit levée. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit mettre à jour l'information sur le déficit énergétique publiée sur le site Web du système RCIS au fur et à mesure des changements, et transmettre cette information aux *responsables de l'équilibrage,* aux *exploitants de réseau de transport* et aux *coordonnateurs de la fiabilité* voisins.

2.3. Partage de l'information sur la disponibilité des ressources. Les autres *coordonnateurs de la fiabilité* dont les *responsables de l'équilibrage* ont des ressources disponibles doivent se coordonner, s'il y a lieu, avec le *coordonnateur de la fiabilité* du *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique.

2.4. Évaluation et atténuation des limitations de transport. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit examiner les indisponibilités de *transport* et collaborer avec le ou les *exploitants de réseau de transport* pour voir s'il est possible de remettre en service des *éléments* de *transport* qui pourraient soulager la pression sur les *limites d'exploitation du réseau* (*SOL*) ou les *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (*IROL*).

2.5. Mesures exigées de la part du *responsable de l'équilibrage*. Avant de demander un EEA de niveau 3, le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique doit faire appel à toutes les ressources disponibles. Celles-ci comprennent, notamment :

2.5.1. Utilisation de tous les groupes de production disponibles. Tous les groupes de production pouvant être raccordés au réseau durant la situation d'*urgence* doivent être utilisés.

2.5.2. *Gestion de la demande*. Toute la *gestion de la demande* doit être mobilisée selon les ententes en vigueur.

3. EEA de niveau 3 – Interruption de *charge* garantie imminente ou en cours.

Circonstances :

- Le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique n'est plus en mesure de maintenir la *réserve pour contingence* minimale exigée de lui.

Durant une EEA de niveau 3, les *coordonnateurs de la fiabilité* et les *responsables de l'équilibrage* ont les responsabilités suivantes :

3.1. Poursuite des mesures entreprises pendant l'EEA de niveau 2. Les *coordonnateurs de la fiabilité* et le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique doivent poursuivre toutes les mesures entreprises pendant l'EEA de niveau 2.

3.2. Période de déclaration. Le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique doit tenir au courant son *coordonnateur de la fiabilité* de l'évolution de la situation, au minimum à toutes les heures, jusqu'à ce que l'EEA de niveau 3 soit levée. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit mettre à jour l'information sur le déficit énergétique publiée sur le site Web du système RCIS au fur et à mesure des changements, et transmettre cette information aux *responsables de l'équilibrage,* aux *exploitants de réseau de transport* et aux *coordonnateurs de la fiabilité* voisins.

3.3. Réévaluation et modification des limites *SOL* et *IROL*. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit évaluer les risques pouvant découler de toute modification des limites *SOL* et *IROL* visant à favoriser les livraisons d'énergie au *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique. Toute réévaluation des limites *SOL* et *IROL* doit se faire en coordination avec les autres *coordonnateurs de la fiabilité*, et seulement avec l'accord de l'*exploitant de réseau de transport* dont les équipements de *propriétaire d'installation de transport* seraient touchés. Les limites *SOL* et *IROL* ne doivent être modifiées que tant que l'EEA 3 a cours ou que le *propriétaire d'installation de transport* dont les équipements sont à risque le permet. Les exigences minimales suivantes doivent absolument être respectées avant toute modification de limites *SOL* et *IROL* :

3.3.1. Obligations du *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique. Le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique doit, dès que son *coordonnateur de la fiabilité* l'avise de la situation, prendre sans délai les mesures nécessaires pour atténuer tout risque indu pour l'*Interconnexion*. Ces mesures peuvent comprendre des délestages de *charge*.

3.4. Retour aux conditions antérieures à l'*urgence*. Après avoir reçu une quantité d'énergie suffisante pour que les *réseaux* soient ramenés à leurs limites *SOL* et *IROL* antérieures à l'*urgence*, le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique doit demander à son *coordonnateur de la fiabilité* d'abaisser le niveau d'alerte.

3.4.1. Notifications aux autres parties. Dès que le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique l'a informé que le niveau d'alerte peut être abaissé, le *coordonnateur de la fiabilité* doit aviser les *responsables de l'équilibrage*, les *exploitants de réseau de transport* et les *coordonnateurs de la fiabilité* voisins (au moyen du système RCIS) que leurs *réseaux* peuvent être ramenés aux limites normales.

Niveau 0 – **Levée de l'alerte.** Lorsque le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique est de nouveau en mesure d'alimenter ses charges et de respecter ses exigences de réserve d'exploitation, il doit demander à son *coordonnateur de la fiabilité* de lever l'alerte EEA**.**

3.4.2. Notification. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit aviser tous les autres *coordonnateurs de la fiabilité*, au moyen du système RCIS, de la levée de l'alerte EEA. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit aussi aviser les *responsables de l'équilibrage* et les *exploitants de réseau de transport* voisins.

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

Aucune disposition particulière.

4.2. Installations :

Aux fins de la présente norme, le terme « groupe de production » désigne tout groupe de production qui fait partie du *réseau de transport principal* (RTP).

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 30 mars 2023

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 30 mars 2023

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec : 1er octobre 2024

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Correction d'erratum : en plus des informations détaillées dans cette sous-section de la norme de fiabilité, les données ou preuves suivantes doivent également être conservées : Le *propriétaire d'installation de production* ou l'*exploitant d'installation de production* doit conserver les données ou les preuves de conformité pendant trois ans ou depuis le plus récent audit de conformité, selon la plus longue de ces périodes, à moins que son *CEA* lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps, pour l'exigence E8 et la mesure M8.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

Correction d'erratum : La première phrase de cette section de la *norme de fiabilité* doit être supprimée car elle fait référence aux données ou aux preuves à conserver selon la sous-section C1.2 « Conservation des pièces justificatives ».

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Interprétations

Aucune disposition particulière.

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

Annexe 1– EOP-011-2

Aucune disposition particulière.

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	30 mars 2023	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2023-040.	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Exigences relatives au raccordement des installations**

2. Numéro : FAC-001-4

3. Objet : Afin d'éviter tout effet nuisible sur la fiabilité du *système de production-transport d'électricité*, les *propriétaires d'installation de transport* ainsi que les *propriétaires d'installation de production* visés doivent documenter et rendre disponibles leurs exigences relatives au raccordement des *installations* afin que les entités qui souhaitent réaliser des raccordements disposent de l'information appropriée.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1. *Propriétaire d'installation de transport*

4.1.2. *Propriétaire d'installation de production* visé

4.1.2.1. *Propriétaire d'installation de production* qui, en vertu d'une *entente* en vigueur, doit effectuer une étude d'impact sur la fiabilité du raccordement d'une *installation* d'un tiers à sa propre *installation* existante qui sert au raccordement au réseau de *transport*.

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre du projet 2020-05.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit documenter ses exigences relatives au raccordement des *installations,* les mettre à jour au besoin et les fournir sur demande. Les exigences relatives au raccordement des *installations* de chaque *propriétaire d'installation de transport* doivent porter sur le raccordement des *installations* suivantes :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

1.1. *installations* de production ;

1.2. *installations* de transport ;

1.3. *installations* de consommation.

M1. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit détenir les pièces justificatives (par exemple un document daté énonçant ses exigences relatives au raccordement des *installations*) attestant son entière conformité à l'exigence E1.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de production* visé doit documenter ses exigences relatives au raccordement des *installations* et les fournir sur demande dans les 45 jours civils suivant l'entrée en vigueur d'une *entente* portant sur une étude de l'impact sur la fiabilité du raccordement d'une *installation* d'un tiers à l'*installation* existante du *propriétaire d'installation de production* qui sert au raccordement au réseau de *transport*.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

M2. Chaque *propriétaire d'installation de production* visé doit détenir les pièces justificatives (par exemple un document daté énonçant ses exigences relatives au raccordement des *installations*) attestant son entière conformité à l'exigence E2.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit préciser les éléments suivants dans ses exigences relatives au raccordement des *installations* :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

3.1. procédures encadrant des études coordonnées sur de nouveaux raccordements ou sur des raccordements existants pour lesquels une modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification*) est souhaitée, ainsi que leur impact sur les réseaux touchés ;

3.2. procédures de notification des responsables de la fiabilité du ou des réseaux touchés par de nouveaux raccordements ou par des raccordements existants pour lesquels une modification substantielle désignée est souhaitée ;

3.3. procédures permettant de confirmer auprès des responsables de la fiabilité du ou des réseaux touchés que les nouvelles *installations* ou les *installations* existantes pour lesquelles une modification substantielle désignée est souhaitée sont situées dans le périmètre d'une *zone d'équilibrage*.

M3. Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé doit détenir les pièces justificatives (par exemple un document daté énonçant les exigences relatives au raccordement des *installations* ainsi que les procédures) attestant son entière conformité à l'exigence E3.

E4. Chaque *propriétaire d'installation de production* visé doit préciser les éléments suivants dans ses exigences relatives au raccordement des *installations* :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

4.1. procédures encadrant des études coordonnées sur de nouveaux raccordements et leur impact sur le ou les réseaux touchés ;

4.2. procédures de notification des responsables de la fiabilité du ou des réseaux touchés par les nouveaux raccordements ;

4.3. procédures permettant de confirmer auprès des responsables de la fiabilité du ou des réseaux touchés que les nouvelles *installations* ou les *installations* existantes pour lesquelles une modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification*) est souhaitée sont situées dans le périmètre d'une *zone d'équilibrage*.

M4. Chaque *propriétaire d'installation de production* visé doit détenir les pièces justificatives (par exemple un document daté énonçant les exigences relatives au raccordement des *installations* ainsi que les procédures) attestant son entière conformité à l'exigence E4.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* obligatoires et exécutoires dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête :

- Les entités responsables doivent conserver les pièces justificatives documentaires pendant trois ans.
- Si une entité responsable est jugée non conforme à une exigence, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.
- Le *CEA* doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la norme de fiabilité.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.	Planification à long terme	Faible	S. O.	Le *propriétaire d'installation de transport* a documenté ses exigences relatives au raccordement des *installations* et les a mises à jour au besoin, mais ne les a pas fournies sur demande. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a documenté ses exigences relatives au raccordement des *installations* et les a fournies sur demande, mais ne les a pas mises à jour au besoin. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a documenté ses exigences relatives au raccordement des *installations*, les a mises à jour au besoin et les a fournies sur demande, mais ses exigences omettent un des éléments spécifiés aux	Le *propriétaire d'installation de transport* a documenté ses exigences relatives au raccordement des *installations*, mais ne les a pas mises à jour au besoin et ne les a pas fournies sur demande. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a documenté ses exigences relatives au raccordement des *installations*, les a mises à jour au besoin et les a fournies sur demande, mais ses exigences omettent deux des éléments spécifiés aux alinéas 1.1, 1.2 et 1.3 de l'exigence E1.	Le *propriétaire d'installation de transport* n'a pas documenté ses exigences relatives au raccordement des *installations*.

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				alinéas 1.1, 1.2 et 1.3 de l'exigence E1.		
E2.	Planification à long-terme	Faible	Le *propriétaire d'installation de production* visé a documenté ses exigences relatives au raccordement des *installations* et les a fournies sur demande, mais dans un délai de plus de 45 jours civils et d'au plus 60 jours civils suivant l'entrée en vigueur d'une *entente* portant sur une étude de l'impact sur la fiabilité du raccordement d'une *installation* d'un tiers à l'*installation* existante du *propriétaire d'installation de production* qui sert au raccordement au réseau de *transport*.	Le *propriétaire d'installation de production* visé a documenté ses exigences relatives au raccordement des *installations* et les a fournies sur demande, mais dans un délai de plus de 60 jours civils et d'au plus 70 jours civils suivant l'entrée en vigueur d'une *entente* portant sur une étude de l'impact sur la fiabilité du raccordement d'une *installation* d'un tiers à l'*installation* existante du *propriétaire d'installation de production* qui sert au raccordement au réseau de *transport*.	Le *propriétaire d'installation de production* visé a documenté ses exigences relatives au raccordement des *installations* et les a fournies sur demande, mais dans un délai de plus de 70 jours civils et d'au plus 80 jours civils suivant l'entrée en vigueur d'une *entente* portant sur une étude de l'impact sur la fiabilité du raccordement d'une *installation* d'un tiers à l'*installation* existante du *propriétaire d'installation de production* qui sert au raccordement au réseau de *transport*.	Le *propriétaire d'installation de production* visé n'a pas documenté et fourni sur demande ses exigences relatives au raccordement des *installations* dans un délai de 80 jours civils suivant l'entrée en vigueur d'une *entente* portant sur une étude de l'impact sur la fiabilité du raccordement d'une *installation* d'un tiers à l'*installation* existante du *propriétaire d'installation de production* qui sert au raccordement au réseau de *transport*.
E3.	Planification à long terme	Faible	S. O.	Le *propriétaire d'installation de transport* a omis les éléments précisés à un des alinéas (3.1 à 3.3) de l'exigence E3.	Le *propriétaire d'installation de transport* a omis les éléments précisés à deux des alinéas (3.1 à 3.3) de l'exigence E3.	Le *propriétaire d'installation de transport* a omis les éléments précisés aux trois alinéas (3.1 à 3.3) de l'exigence E3.

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4.	Planification à long terme	Faible	S. O.	Le *propriétaire d'installation de production* a omis les éléments précisés à un des alinéas (4.1 à 4.3) de l'exigence E4.	Le *propriétaire d'installation de production* a omis les éléments précisés à deux des alinéas (4.1 à 4.3) de l'exigence E4.	Le *propriétaire d'installation de production* a omis les éléments précisés aux trois alinéas (4.1 à 4.3) de l'exigence E4.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1er avril 2005	Entrée en vigueur.	Nouvelle norme
1		Ajout d'exigences visant les *propriétaires d'installation de production* et mise à niveau générale du format de la norme.	Révision dans le cadre du projet 2010-07
1	9 février 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	
1	19 septembre 2013	Approbation de la norme FAC-001-1 par une ordonnance de la FERC du 19 septembre 2013. Cette norme entrera en vigueur le 25 novembre 2013 pour les *propriétaires d'installation de transport*, et le 1er janvier 2015 pour les *propriétaires d'installation de production*.	
2		Révisions selon les recommandations du groupe FAC Five-Year Review Team.	Révision dans le cadre du projet 2010-02
2	14 août 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	
2	6 novembre 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme FAC-001-2.	
3	11 février 2016	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Transfert de l'exigence E1 de la norme BAL-005-0.2b vers les exigences E3 et E4 de la norme FAC-001-3
3	20 septembre 2017	Ordonnance 836 de la FERC approuvant de la norme FAC-001-3.	
3	19 février 2021	Lettre d'ordonnance de la FERC approuvant l'erratum à la norme FAC-001-3.	
4	12 mai 2022	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révision dans le cadre du projet 2020-05
4	17 novembre 2022	Ordonnance RD22-5-000 de la FERC approuvant la norme FAC-001-4.	

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
4	2 décembre 2022	Entrée en vigueur.	1er janvier 2024

Annexe FAC-001-4-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme FAC-001-4 — Exigences relatives au raccordement des installations

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 14 septembre 2023

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 14 septembre 2023

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec : 1er octobre 2024

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
E1 et E2		1er octobre 2024
E3 et E4	Dans la mesure où une modification est considérée comme une « modification substantielle désignée », selon la définition élaborée par le *PC*, en vertu de l'exigence E6 de la norme FAC-002-4, mais qui n'était pas considérée comme une « modification substantielle » en vertu des normes FAC-001-3 et FAC-002-3.	1er octobre 2025

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

Historique des versions

Révision	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	14 septembre 2023	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2023-107.	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Études de raccordement d'installations**

2. Numéro : FAC-002-4

3. Objet : Étudier l'impact sur le *système de production-transport d'électricité* du raccordement de nouvelles *installations* ou de la modification d'*installations* déjà raccordées.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1. *Coordonnateur de la planification*

4.1.2. *Planificateur de réseau de transport*

4.1.3. *Propriétaire d'installation de transport*

4.1.4. *Distributeur*

4.1.5. *Propriétaire d'installation de production*

4.1.6. *Propriétaire d'installation de production* visé

4.1.6.1. *Propriétaire d'installation de production* qui, en vertu d'une *entente* en vigueur, doit effectuer une étude d'impact sur la fiabilité du raccordement d'une *installation* d'un tiers à sa propre *installation* existante qui sert au raccordement au réseau de *transport*.

5. Date d'entrée en vigueur :

Voir le plan de mise en œuvre du projet 2020-05.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *planificateur de réseau de transport* ou *coordonnateur de la planification* doit étudier l'impact sur la fiabilité : i) du raccordement de nouvelles *installations* de production, de transport ou de consommation d'électricité et ii) d'*installations* de production, de transport, ou de consommation d'électricité déjà raccordées pour lesquelles une modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6) est souhaitée. L'étude doit porter sur les points suivants : *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]*

1.1. l'impact du nouveau raccordement, ou de l'*installation* déjà raccordée pour laquelle une modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6) est souhaitée, sur la fiabilité du ou des réseaux touchés ;

1.2. le respect des *normes de fiabilité* de la NERC applicables, des critères de planification des régions et des *propriétaires d'installation de transport*, ainsi que des exigences relatives au raccordement des *installations* ;

1.3. les études de régime permanent, de régime de court-circuit et de régime dynamique jugées nécessaires pour évaluer la performance du réseau en conditions normales et de contingence ;

1.4. les hypothèses d'étude, la performance du réseau, les solutions de remplacement envisagées et les recommandations coordonnées. Bien que ces études puissent être réalisées indépendamment, les résultats doivent être évalués et coordonnés par les entités concernées.

M1. Chaque *planificateur de réseau de transport* ou *coordonnateur de la planification* doit détenir des pièces justificatives (par exemple des résultats d'étude, y compris la documentation de problèmes de fiabilité) attestant sa conformité avec toutes les dispositions de l'exigence E1.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de production* qui souhaite raccorder de nouvelles *installations* de production, ou apporter une modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6) à des *installations* de production déjà raccordées, doit agir en coordination et en collaboration avec son *planificateur de réseau de transport* ou son *coordonnateur de la planification* pour la réalisation des études, y compris, sans restriction aucune, la fourniture des données nécessaires aux études décrites aux alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

M2. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit détenir des pièces justificatives (par exemple des documents renfermant les données fournies en réponse aux demandes du *planificateur de réseau de transport* ou du *coordonnateur de la planification*) attestant sa conformité avec toutes les dispositions de l'exigence E2.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de transport* ou *distributeur* qui souhaite raccorder de nouvelles *installations* de transport ou de consommation d'électricité, ou encore apporter une modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6) à des *installations* de transport ou de consommation d'électricité déjà raccordées, doit agir en coordination et en collaboration avec son *planificateur de réseau de transport* ou son *coordonnateur de la planification* pour la réalisation des études, y compris, sans restriction aucune, pour la fourniture des données décrites aux alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

M3. Chaque *propriétaire d'installation de transport* ou *distributeur* doit détenir des pièces justificatives (par exemple des documents renfermant les données fournies en réponse aux demandes du *planificateur de réseau de transport* ou du *coordonnateur de la planification*) attestant sa conformité avec toutes les dispositions de l'exigence E3.

E4. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit agir en coordination et en collaboration avec son *planificateur de réseau de transport* ou son *coordonnateur de la planification* pour les études sur les nouveaux raccordements ou sur toute modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6) d'*installations* déjà raccordées à ses propres *installations*, y compris, sans restriction aucune, la fourniture des données nécessaires aux études décrites aux alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

M4. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit détenir des pièces justificatives (par exemple des documents renfermant les données fournies en réponse aux demandes du *planificateur de réseau de transport* ou du *coordonnateur de la planification*) attestant sa conformité avec toutes les dispositions de l'exigence E4.

E5. Chaque *propriétaire d'installation de production* visé doit agir en coordination et en collaboration avec son *planificateur de réseau de transport* ou son *coordonnateur de la planification* pour les études concernant les demandes de raccordement à ses *installations*, y compris, sans restriction aucune, la fourniture des données nécessaires aux études décrites aux alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

M5. Chaque *propriétaire d'installation de production* visé doit détenir des pièces justificatives (par exemple des documents renfermant les données fournies en réponse aux demandes du *planificateur de réseau de transport* ou du *coordonnateur de la planification*) attestant sa conformité avec toutes les dispositions de l'exigence E5.

E6. Chaque *coordonnateur de la planification* visé doit tenir à jour une définition accessible au public de l'expression « modification substantielle désignée » dans le contexte du raccordement d'installations.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

M6. Chaque *coordonnateur de la planification* doit détenir des pièces justificatives attestant qu'il a tenu à jour une définition accessible au public de l'expression « modification substantielle désignée ».

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* obligatoires et exécutoires dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

La ou les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

Le *coordonnateur de la planification*, le *planificateur de réseau de transport*, le *propriétaire d'installation de transport*, le *distributeur*, le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de production* visé doivent conserver les données ou pièces justificatives attestant leur conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que le *CEA* leur demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête :

Les entités responsables doivent conserver les pièces justificatives documentaires pendant trois ans.

Si une entité responsable est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *CEA* doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la norme de fiabilité.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.	Planification à long terme	Moyen	Le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification* a étudié l'impact sur la fiabilité i) du raccordement de nouvelles *installations* de production, de transport ou de consommation d'électricité et ii) d'*installations* de production, de transport ou de consommation d'électricité déjà raccordées pour lesquelles une modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6) est souhaitée, mais son étude a omis un des alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1.	Le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification* a étudié l'impact sur la fiabilité i) du raccordement de nouvelles *installations* de production, de transportde consommation d'électricité et ii) d'*installations* de production, de transport ou de consommation d'électricité déjà raccordées pour lesquelles une modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6) est souhaitée, mais son étude a omis deux des alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1.	Le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification* a étudié l'impact sur la fiabilité i) du raccordement de nouvelles *installations* de production, de transport ou de consommation d'électricité et ii) d'*installations* de production, de transport ou de consommation d'électricité déjà raccordées pour lesquelles une modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6) est souhaitée, mais son étude a omis trois des alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1.	Le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification* n'a pas étudié l'impact sur la fiabilité i) du raccordement de nouvelles *installations* de production, de transport ou de consommation d'électricité et ii) d'*installations* de production, de transport ou de consommation d'électricité déjà raccordées pour lesquelles une modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6) est souhaitée.

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2.	Planification à long terme	Moyen	Le *propriétaire d'installation de production* qui souhaite raccorder de nouvelles *installations* de production, ou apporter une modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6) à des *installations* de production déjà raccordées, a agi en coordination et en collaboration avec son *planificateur de réseau de transport* ou son *coordonnateur de la planification* pour la réalisation des études, mais n'a pas fourni les données nécessaires aux études décrites à un des alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1.	Le *propriétaire d'installation de production* qui souhaite raccorder de nouvelles *installations* de production, ou apporter une modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6) à des *installations* de production déjà raccordées, a agi en coordination et en collaboration avec son *planificateur de réseau de transport* ou son *coordonnateur de la planification* pour la réalisation des études, mais n'a pas fourni les données nécessaires aux études décrites à deux des alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1.	Le *propriétaire d'installation de production* qui souhaite raccorder de nouvelles *installations* de production, ou apporter une modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6) à des *installations* de production déjà raccordées, a agi en coordination et en collaboration avec son *planificateur de réseau de transport* ou son *coordonnateur de la planification* pour la réalisation des études, mais n'a pas fourni les données nécessaires aux études décrites à trois des alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1.	Le *propriétaire d'installation de production* qui souhaite raccorder de nouvelles *installations* de production, ou apporter une modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6) à des *installations* de production déjà raccordées, n'a pas agi en coordination et en collaboration avec son *planificateur de réseau de transport* ou son *coordonnateur de la planification* pour la réalisation des études.

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3.	Planification à long terme	Moyen	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *distributeur* qui souhaite raccorder de nouvelles *installations* de transport ou de consommation d'électricité, ou encore apporter une modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6) à des *installations* de transport ou de consommation d'électricité déjà raccordées, a agi en coordination et en collaboration avec son *planificateur de réseau de transport* ou son *coordonnateur de la planification*, mais n'a pas fourni les données nécessaires aux études décrites à un des alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1.	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *distributeur* qui souhaite raccorder de nouvelles *installations* de transport ou de consommation d'électricité, ou encore apporter une modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6) à des *installations* de transport ou de consommation d'électricité déjà raccordées, a agi en coordination et en collaboration avec son *planificateur de réseau de transport* ou son *coordonnateur de la planification*, mais n'a pas fourni les données nécessaires aux études décrites à deux des alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1.	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *distributeur* qui souhaite raccorder de nouvelles *installations* de transport ou de consommation d'électricité, ou encore apporter une modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6) à des *installations* de transport ou de consommation d'électricité déjà raccordées, a agi en coordination et en collaboration avec son *planificateur de réseau de transport* ou son *coordonnateur de la planification*, mais n'a pas fourni les données nécessaires aux études décrites à trois des alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1.	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *distributeur* qui souhaite raccorder de nouvelles *installations* de transport ou de consommation d'électricité, ou encore apporter une modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6) à des *installations* de transport ou de consommation d'électricité déjà raccordées, n'a pas agi en coordination et en collaboration avec son *planificateur de réseau de transport* ou son *coordonnateur de la planification*.

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4.	Planification à long terme	Moyen	Le *propriétaire d'installation de transport* a agi en coordination et en collaboration avec son *planificateur de réseau de transport* ou son *coordonnateur de la planification* pour les études sur les nouveaux raccordements ou sur toute modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6) d'*installations* déjà raccordées à ses propres *installations*, mais n'a pas fourni les données nécessaires aux études décrites à un des alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1.	Le *propriétaire d'installation de transport* a agi en coordination et en collaboration avec son *planificateur de réseau de transport* ou son *coordonnateur de la planification* pour les études sur les nouveaux raccordements ou sur toute modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6) d'*installations* déjà raccordées à ses propres *installations*, mais n'a pas fourni les données nécessaires aux études décrites à deux des alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1.	Le *propriétaire d'installation de transport* a agi en coordination et en collaboration avec son *planificateur de réseau de transport* ou son *coordonnateur de la planification* pour les études sur les nouveaux raccordements ou sur toute modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6) d'*installations* déjà raccordées à ses propres *installations*, mais n'a pas fourni les données nécessaires aux études décrites à trois des alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1.	Le *propriétaire d'installation de transport* n'a pas agi en coordination et en collaboration avec son *planificateur de réseau de transport* ou son *coordonnateur de la planification* pour les études sur les nouveaux raccordements ou sur toute modification substantielle désignée (selon la définition donnée par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6) d'*installations* déjà raccordées à ses propres *installations*.

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5.	Planification à long terme	Moyen	Le *propriétaire d'installation de production* visé a agi en coordination et en collaboration avec son *planificateur de réseau de transport* ou son *coordonnateur de la planification* pour les études concernant les demandes de raccordement à ses *installations*, mais n'a pas fourni les données nécessaires aux études décrites à un des alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1.	Le *propriétaire d'installation de production* visé a agi en coordination et en collaboration avec son *planificateur de réseau de transport* ou son *coordonnateur de la planification* pour les études concernant les demandes de raccordement à ses *installations*, mais n'a pas fourni les données nécessaires aux études décrites à deux des alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1.	Le *propriétaire d'installation de production* visé a agi en coordination et en collaboration avec son *planificateur de réseau de transport* ou son *coordonnateur de la planification* pour les études concernant les demandes de raccordement à ses *installations*, mais n'a pas fourni les données nécessaires aux études décrites à trois des alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1.	Le *propriétaire d'installation de production* visé n'a pas agi en coordination et en collaboration avec son *planificateur de réseau de transport* ou son *coordonnateur* de la planification pour les études concernant les demandes de raccordement à ses *installations*.
E6.	Planification à long terme	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *coordonnateur de la planification* visé n'a pas tenu à jour une définition accessible au public de l'expression « modification substantielle désignée » dans le contexte du raccordement d'*installations.*

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1er avril 2005	Date d'entrée en vigueur.	Nouvelle norme
0	13 janvier 2006	Suppression du doublon « Regional Reliability Organizations(s) » dans la version anglaise.	Erratum
1	5 août 2010	Modification visant à répondre au paragraphe 693 de l'Ordonnance 693. Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révision
1	7 février 2013	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC du retrait de l'exigence E2 et des éléments connexes dans le cadre du projet Paragraphe 81 (projet 2013-02) en attendant l'approbation réglementaire appropriée.	
1	21 novembre 2013	Approbation par la FERC du retrait de l'exigence E2 et des éléments connexes dans le cadre du projet Paragraphe 81 (projet 2013-02).	
2		Révisions selon les recommandations du groupe FAC Five-Year Review Team.	Révision dans le cadre du projet 2010-02
2	14 août 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	
2	6 novembre 2014	Ordonnance de la FERC approuvant la norme FAC-002-2.	
3	6 février 2020	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révision dans le cadre du projet 2017-07
4	12 mai 2022	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révision dans le cadre du projet 2020-05

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
4	17 novembre 2022	Ordonnance RD22-5-000 de la FERC approuvant la norme FAC-002-4.	
4	2 décembre 2022	Entrée en vigueur.	1er janvier 2024

Annexe FAC-002-4-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme FAC-002-4 — Études de raccordement d'installations

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

Aucune disposition particulière.

Installations

Aux fins de l'application de la norme, les installations de transport, de production et de consommation d'électricité sont définies comme suit :

Installations de transport :

- *Réseau* de *transport* exploité à 44 kV ou plus ;
- Ligne du *réseau* de *transport* exploitée à 44 kV ou plus ;
- Installation de *transport* exploitée à 44 kV ou plus, raccordée au *réseau de transport principal* (*RTP*).

Installations de production :

- Toute installation de production d'une capacité installée de 50 MVA ou plus ;
- Toute installation de production dont le raccordement se fait au *réseau de transport principal* (*RTP*), sans égard à la puissance installée.

Installations de consommation d'électricité :

- Ajout d'un départ de ligne à 25 kV dans un poste de distribution ;
- Nouveau raccordement d'un client industriel au *réseau de transport principal* (*RTP*), à 44 kV ou plus.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 14 septembre 2023

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 14 septembre 2023

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec : 1er octobre 2024

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
E5 et E6		1er octobre 2024
E1 à E4	Dans la mesure où une modification est considérée comme une « modification substantielle désignée », selon la définition élaborée par le *PC*, en vertu de l'exigence E6 de la norme FAC-002-4, mais qui n'était pas considérée comme une « modification substantielle » en vertu des normes FAC-001-3 et FAC-002-3.	1er octobre 2025

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	14 septembre 2023	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2023-107.	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Maîtrise de la végétation – Réseau de transport**

2. Numéro : **FAC-003-5**

3. Objet : Maintenir la fiabilité du réseau de transport d'électricité en utilisant une stratégie de défense en profondeur pour maîtriser la végétation située dans les *emprises* de lignes de transport et pour limiter les empiétements par la végétation située en bordure de l'*emprise*, et ainsi prévenir les risques de déclenchements liés à la végétation qui pourraient mener à des *déclenchements en cascade*.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1. *Propriétaires d'installation de transport* visés

4.1.1.1. *Propriétaires d'installation de transport* qui possèdent des *installations de transport* définies à la section 4.2.

4.1.2. *Propriétaires d'installation de production* visés

4.1.2.1. *Propriétaires d'installation de production* qui possèdent des *installations* de production définies à la section 4.3.

4.2. Installations de transport : *Installations* définies ci-dessous (appelées « lignes visées »), notamment celles qui traversent des terres détenues par une entité fédérale[1], étatique, provinciale, publique, privée ou autochtone :

4.2.1. chaque ligne de transport aérienne exploitée à 200 kV ou plus ;

4.2.2. chaque ligne de transport aérienne exploitée à moins de 200 kV et désignée par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*, d'après son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*, comme une *installation* dont la perte ou la dégradation pourrait entraîner une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* pour un événement de planification ;

4.2.3. chaque ligne de transport aérienne exploitée à moins de 200 kV et désignée par le Western Electricity Coordinating Council (WECC) comme un élément d'un *chemin de transfert* majeur du WECC dans le *système de production-transport d'électricité* ;

4.2.4. chaque ligne de transport aérienne indiquée ci-dessus (4.2.1 à 4.2.3) qui se trouve à l'extérieur de la zone clôturée de la cour de sectionnement ou du poste ainsi que n'importe quelle portion de la portée d'une ligne de transport qui franchit la clôture du poste.

4.3. Installations de production : *Installations* définies ci-dessous (appelées « lignes visées »), notamment celles qui traversent des terres détenues par une entité fédérale[2], étatique, provinciale, publique, privée ou autochtone :

4.3.1. lignes de transport aériennes 1) qui s'étendent sur plus de 1,609 km au-delà de la zone clôturée d'un poste de départ d'une centrale jusqu'au point de raccordement à une *installation* d'un *propriétaire d'installation de transport* ou 2) qui n'ont pas une vue directe[3] à partir de la clôture du poste de départ d'une centrale jusqu'au point de raccordement à une *installation* d'un *propriétaire d'installation de transport*, et qui sont :

4.3.1.1. exploitées à 200 kV et plus ; ou

4.3.1.2. exploitées à moins de 200 kV et désignées par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*, d'après son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*, comme une *installation* dont la perte ou la dégradation pourrait entraîner une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* pour un événement de planification ; ou

4.3.1.3. exploitées à moins de 200 kV et désignées par le WECC comme un élément d'un *chemin de transfert* majeur du WECC dans le *système de production-transport d'électricité*.

5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre.

6. **Contexte :** Cette norme fait appel à trois types d'exigences qui prévoient des couches de protection pour prévenir les déclenchements liés à la végétation qui pourraient mener à des *déclenchements en cascade* :

a) Exigence basée sur la performance – Définit un objectif ou un résultat particulier à atteindre en matière de fiabilité. Dans sa plus simple expression, une exigence basée sur les résultats comprend quatre éléments : *qui, dans quelles conditions (le cas échéant), doit effectuer quelle action, pour atteindre quelle performance ou quel résultat particulier dans le système électrique interconnecté ?*

b) Exigence basée sur le risque – Exigence préventive visant à réduire les risques de défaillance à des niveaux de tolérance acceptables. Une exigence de fiabilité basée sur le risque doit être formulée ainsi : *qui, dans quelles conditions (le cas échéant), doit effectuer quelle action, pour atteindre quel résultat ou quel effet particulier qui réduit un risque reconnu pour la fiabilité du système électrique interconnecté ?*

c) Exigence basée sur la compétence – Définit un ensemble minimal de compétences qu'une entité a besoin d'avoir pour démontrer qu'elle est apte à effectuer ses fonctions désignées de fiabilité. Une exigence de fiabilité basée sur la compétence doit être formulée ainsi : *qui, dans quelles conditions (le cas échéant), doit avoir quelle compétence pour atteindre quel résultat ou quel effet*

1. EPAct 2005, section 1211c : Access Approvals by Federal Agencies.
2. Idem.
3. « Vue directe » signifie la distance jusqu'à laquelle l'élément peut être vu par une personne normale sans instrument spécial (jumelles, télescope, lunette d'approche, etc.) par temps clair.

particulier ou pour réduire un risque concernant la fiabilité du système électrique interconnecté ?

La stratégie de défense en profondeur pour l'élaboration des *normes de fiabilité* reconnaît que chaque exigence dans une *norme de fiabilité* de la NERC a un rôle dans la prévention des défaillances du réseau, et que ces rôles sont complémentaires et se renforcent mutuellement. Les *normes de fiabilité* ne doivent pas être considérées comme une compilation d'exigences indépendantes, mais plutôt comme faisant partie d'un portefeuille d'exigences visant à réaliser une stratégie globale de défense en profondeur et compatibles avec les objectifs de qualité d'une *norme de fiabilité*.

Cette norme fait appel à une stratégie de défense en profondeur pour améliorer la fiabilité du réseau de *transport* d'électricité :

- en exigeant que la végétation soit maîtrisée pour prévenir son empiétement dans la zone de dégagement nécessaire pour éviter un arc électrique (E1 et E2) ;
- en exigeant la documentation des stratégies, des procédures, des procédés et des spécifications utilisés pour maîtriser la végétation afin d'éviter des conditions potentielles d'arc électrique, en tenant compte 1) du mouvement dynamique des conducteurs et 2) de l'interrelation entre le taux de croissance de la végétation, les méthodes de maîtrise et la fréquence des inspections (E3) ;
- en exigeant d'aviser au moment opportun les centres de contrôle concernés des conditions de végétation qui pourraient causer un arc électrique à tout moment (E4) ;
- en exigeant des actions correctives afin que les distances de dégagement pour les arcs électriques ne soient pas dépassées en raison de contraintes de travail comme des injonctions de tribunal (E5) ;
- en exigeant des inspections annuelles de l'état de la végétation (E6) ; et
- en exigeant que les travaux annuels nécessaires pour prévenir les arcs électriques soient effectués (E7).

Pour cette norme, les exigences ont été élaborées comme suit :

- Exigences basées sur la performance : E1 et E2
- Exigences basées sur la compétence : E3
- Exigences basées sur le risque : E4, E5, E6 et E7

L'exigence E3 sert de première ligne de défense en faisant en sorte que les entités comprennent le problème qu'elles essaient de gérer et qu'elles établissent des stratégies et des plans complets pour gérer le problème. Les exigences E1, E2 et E7 servent de deuxième ligne de défense en demandant que les entités mettent en œuvre leurs plans et maîtrisent la végétation. L'exigence E6, qui prescrit des inspections, peut autant faire partie de la première ligne de défense (comme intrant aux stratégies et aux plans) que de la troisième ligne de défense (en tant que vérification des première et deuxième lignes de défense). L'exigence E4 sert de dernière ligne de défense, pour les cas où toutes les autres lignes de défense ont échoué.

Des pannes importantes et des problèmes d'exploitation ont été causés par de l'interférence entre une végétation trop haute et des lignes de transport situées sur divers

types de terrains et de situations de propriété. Le respect des exigences de la norme pour toutes les lignes visées se trouvant sur n'importe quel type de terrain ou de servitude, que les terrains soient fédéraux, étatiques, provinciaux, publics ou privés, ou qu'il s'agisse de concessions, de servitudes ou de terres détenues en fief, permettra de réduire et de gérer le risque. Pour les besoins de la norme, l'expression « terres publiques » inclut les terrains d'une municipalité, d'un village, d'une ville ou de diverses autres entités gouvernementales.

Cette norme traite de la maîtrise de la végétation le long des lignes aériennes visées et ne s'applique pas aux lignes souterraines, aux lignes sous-marines ou aux tronçons de ligne à l'intérieur du périmètre d'un poste électrique.

Cette norme se concentre sur les lignes de transport afin de prévenir les pannes causées par la végétation qui pourraient entraîner des *déclenchements en cascade*. Elle ne prétend pas prévenir des pannes dues à un contact avec un arbre chez un client sur les lignes de distribution du réseau à basse tension. Par exemple, le service à une clientèle localisée peut être interrompu si la végétation entre en contact avec une ligne de transport à 69 kV alimentant un poste de distribution à 12 kV. Toutefois, cette norme n'est pas rédigée pour traiter de telles situations isolées qui ont un faible impact sur l'ensemble du réseau de transport d'électricité.

Puisque la croissance de la végétation est constante et continue, une végétation non maîtrisée présente un risque accru de panne, notamment lorsque de nombreuses lignes de transport sont exploitées près de leurs *caractéristiques assignées*. Cela peut présenter un risque considérable de pannes de ligne successives lorsque les lignes présentent un fléchissement important, menant ainsi à des *déclenchements en cascade*. Lorsque la première ligne tombe en panne, le transfert du courant vers les autres lignes et/ou l'augmentation des charges du réseau entraîneront la panne d'une deuxième ligne puis d'autres lignes tant qu'un contact avec la végétation sous ces lignes aura lieu. À l'inverse, la majorité des autres causes de panne (par exemple la chute d'arbres sur des lignes, la foudre, les animaux et les véhicules motorisés) n'ont pas de relation étroite avec le transfert de courant et l'augmentation de la charge du réseau. Ces événements ne sont pas plus susceptibles de survenir lorsque le réseau est fortement chargé qu'à tout autre moment. Il n'y a pas de lien de cause à effet qui accroît la probabilité d'une occurrence simultanée de tels événements. Par conséquent, ces types d'événement sont très peu susceptibles de causer des défaillances de grande envergure du réseau électrique. C'est pourquoi cette norme accorde la priorité absolue à la maîtrise de la végétation pour empêcher le développement indu de la végétation.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé ou *propriétaire d'installation de production* visé doit maîtriser la végétation pour prévenir les types ci-dessous d'empiétement sur les *distances de dégagement minimales de la végétation* (*MVCD*) de ses lignes visées qui sont exploitées à l'intérieur de leurs *caractéristiques assignées* et de toutes les *conditions d'exploitation électriques assignées*[4] :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

1.1. un empiétement sur la *MVCD* indiquée au tableau 2 de la norme FAC-003, observé en *temps réel*, sans *déclenchement définitif* lié à la végétation[5] ;

1.2. un empiétement dû à une chute à l'intérieur de l'*emprise* qui a causé un *déclenchement définitif* lié à la végétation[6] ;

1.3. un empiétement dû aux vents mettant en contact les lignes visées et la végétation située à l'intérieur de l'*emprise* qui a causé un *déclenchement définitif* lié à la végétation[7] ;

1.4. un empiétement sur la *MVCD* dû à la croissance de la végétation qui a causé un *déclenchement définitif* lié à la végétation[8].

M1. Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé ou *propriétaire d'installation de production* visé a les pièces justificatives attestant qu'il a maîtrisé la végétation pour prévenir l'empiétement sur la *MVCD*, conformément à l'exigence E1. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : attestations datées, rapports datés ne faisant état d'aucun *déclenchement définitif* associé à des empiétements des types 2 à 4 ci-dessus, ou documents confirmant l'absence d'observations en temps réel d'empiétements sur une *MVCD*. (E1)

E2. [Réservé pour utilisation future]

M2. [Réservé pour utilisation future]

E3. Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé ou *propriétaire d'installation de production* visé doit avoir des stratégies, des procédures, des procédés ou des spécifications documentés qu'il utilise pour prévenir l'empiétement de la végétation sur les *MVCD* de ses lignes visées et qui tiennent compte des facteurs suivants :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

---

4. Cette exigence ne s'applique pas dans des circonstances indépendantes de la volonté d'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou d'un *propriétaire d'installation de production* visé assujetti à cette *norme de fiabilité*, notamment les désastres naturels comme les séismes, les incendies, les tornades, les ouragans, les éboulements, les cisaillements de vent, les coups de vent, les grosses tempêtes (selon la définition établie par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé ou par un organisme réglementaire pertinent), les tempêtes de verglas et les inondations, ainsi que les activités humaines ou animales comme l'abattage, la coupe d'arbres par des animaux, les contacts de véhicules avec des arbres, ou la plantation, l'élimination ou l'extraction de végétation. Aucune information contenue dans cette note de bas de page ne doit être interprétée comme limitant les droits du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé d'exercer toutes ses servitudes légales dans l'*emprise*.
5. Si une confirmation ultérieure d'un *défaut* par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou par le *propriétaire d'installation de production* visé montre qu'un empiétement de la végétation à l'intérieur de la *MVCD* est survenu à cause de la végétation présente à l'intérieur de l'*emprise*, on doit considérer que cela équivaut à une observation en *temps réel*.
6. Plusieurs *déclenchements définitifs* d'une seule ligne, s'ils sont causés par la même végétation, seront signalés comme une seule panne, quel que soit le nombre de pannes, à l'intérieur d'une période de 24 heures.
7. Idem.
8. Idem.

3.1. le mouvement des conducteurs des lignes visées exploitées suivant leurs *caractéristiques assignées* et leurs *conditions d'exploitation électriques assignées* ;

3.2. les interrelations entre les taux de croissance de la végétation, les méthodes d'intervention et la fréquence des inspections.

M3. Les stratégies, les procédures, les procédés ou les spécifications fournis démontrent que le *propriétaire d'installation de transport* visé et le *propriétaire d'installation de production* visé peuvent prévenir l'empiétement sur la *MVCD* en tenant compte des facteurs indiqués à l'exigence. (E3)

E4. Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé ou *propriétaire d'installation de production* visé doit, sans délai intentionnel, aviser le centre de contrôle ayant autorité sur les manœuvres pour les lignes associées visées lorsque le *propriétaire d'installation de transport* visé et le *propriétaire d'installation de production* visé a confirmé l'existence de conditions liées à la végétation qui pourraient causer un défaut à tout moment.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

M4. Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé ou *propriétaire d'installation de production* visé qui a une condition confirmée liée à la végétation pouvant causer un *défaut* à tout moment doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a avisé le centre de contrôle ayant autorité sur les manœuvres pour la ligne de transport associée visée, sans délai intentionnel. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux du centre de contrôle, enregistrements vocaux, ordres de manœuvres, ordres de dégagement et bons de travail subséquents. (E4)

E5. Lorsqu'un *propriétaire d'installation de transport* visé et un *propriétaire d'installation de production* visé sont dans l'impossibilité d'effectuer des travaux de maîtrise de la végétation sur une ligne visée exploitée suivant ses *caractéristiques assignées* et ses *conditions d'exploitation électriques assignées*, et que cette contrainte peut résulter en un empiétement de la végétation sur la *MVCD* avant la mise en œuvre du plan de travail annuel suivant, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé doit prendre des mesures correctives pour assurer la maîtrise continue de la végétation afin de prévenir les empiétements.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M5. Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé ou *propriétaire d'installation de production* visé a des pièces justificatives attestant qu'il a pris les mesures correctives pour chaque contrainte où une ligne de transport visée a été potentiellement mise à risque. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : bons de travail initialement planifiés, documentation relative aux contraintes de la part de propriétaires fonciers, ordonnances d'un tribunal, dossiers d'inspection d'une surveillance accrue, documentation d'une réduction des *caractéristiques assignées* des lignes, ordres de travaux révisés, factures ou pièces justificatives attestant que la ligne était hors charge. (E5)

E6. Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé ou *propriétaire d'installation de production* visé doit effectuer la *surveillance de la végétation* de 100 % de ses lignes de transport visées (mesurées en utilisant l'unité de son choix – circuits, regroupements de supports, kilomètres ou milles de lignes, etc.) au moins une fois par année civile, sans dépasser 18 mois civils entre les inspections de la même *emprise*[9].
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M6. Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé ou *propriétaire d'installation de production* visé a des pièces justificatives attestant qu'il a effectué la *surveillance de la végétation* dans l'*emprise* de la ligne de transport pour toutes les lignes visées au moins une fois par année civile, sans dépasser 18 mois civils entre les inspections de la même *emprise*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : bons de travail complétés et datés, factures datées ou dossiers d'inspection datés. (E6)

E7. Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé ou *propriétaire d'installation de production* visé doit compléter 100 % de son plan de travail annuel de maîtrise de la végétation de ses lignes visées pour faire en sorte qu'il ne survienne aucun empiétement de la végétation à l'intérieur de la *MVCD*. Des modifications peuvent être apportées au plan de travail par suite de conditions changeantes ou de constatations faites durant des inspections de la végétation (à condition que ces modifications n'entraînent pas un empiétement de la végétation sur la *MVCD*), et doivent être documentées. Le calcul du pourcentage d'achèvement se fait en divisant le nombre d'unités sur lesquelles les travaux sont effectivement terminés par le nombre d'unités dans le plan révisé final (mesurées en utilisant l'unité choisie : circuits, regroupements de supports, kilomètres ou milles de lignes, etc.). Exemples de motifs justifiant la modification du plan annuel :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

7.1. changement des taux de croissance ou des facteurs environnementaux attendus ;

7.2. circonstances indépendantes de la volonté d'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou d'un propriétaire d'installation de production visé[10] ;

7.3. révision du calendrier de travail entre les saisons de croissance ;

7.4. disponibilité de l'équipe de travail ou de l'entrepreneur ou ententes d'assistance mutuelle ;

7.5. travail hautement prioritaire imprévu ;

7.6. conditions météorologiques ou accessibilité ;

7.7. retards dans l'obtention des autorisations nécessaires ;

7.8. changement de propriétaire foncier ou modification de la vocation d'un terrain par le propriétaire foncier ;

---

9. Lorsque le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé est empêché d'effectuer la *surveillance de la végétation* dans les délais précisés à l'exigence E6 en raison d'un désastre naturel, il se voit accorder une prolongation de délai égale à la durée de cet empêchement.
10. Les circonstances indépendantes de la volonté du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé comprennent notamment les désastres naturels comme les séismes, les incendies, les tornades, les ouragans, les glissements de terrain, les tempêtes de verglas, les inondations et les grosses tempêtes selon la définition qu'en donne le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* ou un organisme réglementaire pertinent.

7.9. technologies émergentes.

M7. Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a complété son plan de travail annuel de maîtrise de la végétation pour ses lignes visées. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : copie du plan de travail annuel complété (tel que modifié), bons de travail datés, factures datées ou dossiers d'inspection datés. (E7)

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* obligatoires et exécutoires dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives de conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

- Le *propriétaire d'installation de transport* visé et le *propriétaire d'installation de production* visé doivent conserver les données ou les pièces justificatives attestant leur conformité avec les exigences E1, E3, E5, E6 et E7 pendant trois années civiles.
- Le *propriétaire d'installation de transport* visé et le *propriétaire d'installation de production* visé doivent conserver les données ou les pièces justificatives attestant leur conformité avec l'exigence E4 et à la mesure M4 pour les douze mois les plus récents de journaux d'exploitation ou les trois mois les plus récents d'enregistrements vocaux ou de transcriptions d'enregistrements vocaux.
- Si un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit déclaré conforme ou pendant la période de temps indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

1.3. Programme de surveillance de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la *norme de fiabilité*.

1.4. Autres informations sur la conformité

Soumission périodique de données : Le *propriétaire d'installation de transport* visé et le *propriétaire d'installation de production* visé doivent soumettre un rapport trimestriel à leur *entité régionale*, ou à l'organisme désigné par l'*entité régionale*, indiquant tous les *déclenchements définitifs* des lignes visées exploitées suivant leurs *caractéristiques assignées* et leurs *conditions d'exploitation électriques assignées* tels que déterminés par le *propriétaire d'installation de transport* visé et le *propriétaire d'installation de production* visé comme ayant été causés par la végétation, à l'exception des exclusions indiquées dans la note de bas de page 4, et comprenant au minimum ce qui suit :

- le nom du ou des circuits, la date, l'heure et la durée de la panne, la tension du circuit, une description de la cause de la panne, la catégorie associée au *déclenchement définitif*, tout autre commentaire pertinent, et toutes les mesures prises en réaction par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé.

Un *déclenchement définitif* doit être classé dans une des catégories suivantes :

- Catégorie 1A – Croissance : *déclenchements définitifs* causés par la croissance de la végétation près des lignes visées qui sont désignées par le *coordonnateur de la planification*, d'après son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*, comme des *installations* dont la perte ou la dégradation pourrait entraîner une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du *système de production-transport d'électricité,* et dus à la végétation à l'intérieur ou à l'extérieur de l'*emprise* des lignes.

- Catégorie 1B – Croissance : *déclenchements définitifs* causés par la croissance de la végétation près des lignes visées qui ne sont pas désignées par le *coordonnateur de la planification*, d'après son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*, comme des *installations* dont la perte ou la dégradation pourrait entraîner une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* pour un événement de planification, et dus à la végétation à l'intérieur ou à l'extérieur de l'*emprise* des lignes.

- Catégorie 2A – Chutes : *déclenchements définitifs* causés par une chute de la végétation, sur des lignes visées qui sont désignées par le *coordonnateur de la planification*, d'après son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*, comme des *installations* dont la perte ou la dégradation pourrait entraîner une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* pour un événement de planification, à partir de l'intérieur de l'*emprise*.

- Catégorie 2B – Chutes : *déclenchements définitifs* causés par une chute de la végétation, sur des lignes visées qui ne sont pas désignées par le *coordonnateur de la planification*, d'après son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*, comme des *installations* dont la perte ou la dégradation pourrait entraîner une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du

système de production-transport d'électricité pour un événement de planification, à partir de l'intérieur de l'*emprise*.

- Catégorie 3 – Chutes : *déclenchements définitifs* causés par une chute de la végétation sur des lignes visées en provenance de l'extérieur de l'*emprise*.
- Catégorie 4A – Contacts dus au vent : *déclenchements définitifs* causés par un contact dû au vent, entre la végétation et les lignes visées qui sont désignées par le *coordonnateur de la planification*, d'après son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*, comme des *installations* dont la perte ou la dégradation pourrait entraîner une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* pour un événement de planification, à partir de l'intérieur de l'*emprise.*
- Catégorie 4B – Contacts dus au vent : *déclenchements définitifs* causés par un contact dû au vent, entre la végétation et les lignes visées qui ne sont pas désignées par le *coordonnateur de la planification*, d'après son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*, comme des *installations* dont la perte ou la dégradation pourrait entraîner une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* pour un événement de planification, à partir de l'intérieur de l'*emprise*.

L'*entité régionale* déclarera l'information fournie par les *propriétaires d'installation de transport* visés et les *propriétaires d'installation de production* visés en vertu de ce qui précède, trimestriellement à la NERC, ainsi que toutes les mesures prises par l'*entité régionale* en conséquence de tout *déclenchement définitif* signalé.

Niveaux de gravité de la non-conformité (tableau 1)

Ex.	Tableau 1 : Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.			L'entité responsable n'a pas maîtrisé la végétation afin de prévenir l'empiétement sur la *MVCD* d'une ligne désignée à l'alinéa 4.2 ou 4.3 de la section Applicabilité, et l'empiétement sur la *MVCD* indiquée au tableau 2 de la norme FAC-003-5 a été observé en temps réel, en l'absence de *déclenchement définitif*.	L'entité responsable n'a pas maîtrisé la végétation afin de prévenir l'empiétement sur la *MVCD* d'une ligne désignée à l'alinéa 4.2 ou 4.3 de la section Applicabilité, et un *déclenchement définitif* lié à la végétation a été causé par un des éléments suivants : • une chute à partir de l'intérieur de l'*emprise* d'une ligne de transport en service ; • un contact dû au vent, entre des lignes visées et la végétation située à l'intérieur de l'*emprise* d'une ligne de transport en service ; • la croissance de la végétation.
E2. Réservé pour utilisation future				

Ex.	Tableau 1 : Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3.		L'entité responsable a des stratégies, des procédures, des procédés ou des spécifications documentés, mais n'a pas tenu compte des relations entre le taux de croissance de la végétation, les méthodes d'intervention et la fréquence des inspections, pour les lignes visées de cette entité responsable. (Exigence E3, alinéa 3.2)	L'entité responsable a des stratégies, des procédures, des procédés ou des spécifications documentés, mais n'a pas tenu compte du mouvement des conducteurs de lignes de transport, exploitées selon leurs *caractéristiques assignées* et leurs *conditions d'exploitation électriques assignées*, pour les lignes assujetties de cette entité responsable. (Exigence E3, alinéa 3.1)	L'entité responsable n'a pas de stratégies, de procédures, de procédés ou de spécifications documentés pour prévenir l'empiétement de la végétation sur la *MVCD* des lignes visées de cette entité responsable.
E4.			L'entité responsable a subi une menace réelle liée à la végétation et a avisé le centre de contrôle ayant autorité sur les manœuvres pour cette ligne visée, mais il y avait un délai intentionnel pour cet avis.	L'entité responsable a subi une menace réelle liée à la végétation et n'a pas avisé le centre de contrôle ayant autorité sur les manœuvres pour cette ligne visée.
E5.				L'entité responsable n'a pas pris les mesures correctives lorsqu'elle était dans l'impossibilité d'effectuer les travaux planifiés sur la végétation pour une ligne assujettie qui était potentiellement mise à risque.
E6.	L'entité responsable a omis d'inspecter 5 % ou moins de ses lignes visées (mesurées en utilisant l'unité de son choix – circuits, regroupements de supports, kilomètres ou milles de lignes, etc.).	L'entité responsable a omis d'inspecter plus de 5 %, mais au plus 10 % de ses lignes visées (mesurées en utilisant l'unité de son choix – circuits, regroupements de supports, kilomètres ou milles de lignes, etc.).	L'entité responsable a omis d'inspecter plus de 10 %, mais au plus 15 % de ses lignes visées (mesurées en utilisant l'unité de son choix – circuits, regroupements de supports, kilomètres ou milles de lignes, etc.).	L'entité responsable a omis d'inspecter plus de 15 % de ses lignes visées (mesurées en utilisant l'unité de son choix – circuits, regroupements de supports, kilomètres ou milles de lignes, etc.).

Ex.	Tableau 1 : Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E7.	L'entité responsable a omis de compléter 5 % ou moins de son plan annuel de travail de maîtrise de la végétation pour ses lignes visées (tel que finalement modifié).	L'entité responsable a omis de compléter plus de 5 %, mais au plus 10 % de son plan annuel de travail de maîtrise de la végétation pour ses lignes visées (tel que finalement modifié).	L'entité a omis de compléter plus de 10 %, mais au plus 15 % de son plan annuel de travail de maîtrise de la végétation pour ses lignes visées (tel que finalement modifié).	L'entité responsable a omis de compléter plus de 15 % des travaux prévus de son plan annuel de travail de maîtrise de la végétation pour ses lignes visées (tel que finalement modifié).

D. Différences régionales

Aucune

E. Documents pertinents

- Plan de mise en œuvre de la norme FAC-003-4

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	20 janvier 2006	1. Ajout de « Standard Development Roadmap ». 2. Changement de « 60 » à « Sixty » dans la section A.5.2. 3. Ajout de « Proposed effective Date : April 7, 2006 » au pied de page. 4. Ajout de « Draft 3 : November 17, 2005 » au pied de page.	Nouvelle version
1	4 avril 2007	Approbation réglementaire – Date d'entrée en vigueur.	Nouvelle version
2	3 novembre 2011	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Nouvelle version
2	21 mars 2013	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme FAC-003-2 (ordonnance 777). L'Ordonnance 777 de la FERC, publiée le 21 mars 2013, demande à la NERC « d'effectuer ou de faire effectuer par un tiers des essais afin d'obtenir des données empiriques, puis de présenter à la Commission un rapport sur les résultats de ces essais[11] ».	Révisions
2	9 mai 2013	Le Conseil d'administration de la NERC adopte la modification des facteurs de risque de non-conformité par l'augmentation du facteur de risque de non-conformité pour l'exigence E2 de « moyen » à « élevé ».	Révisions
3	9 mai 2013	Adoption de la FAC-003-3 par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions
3	19 septembre 2013	Une ordonnance de la FERC a été émise le 19 septembre 2013 approuvant la norme FAC-003-3. Cette norme est entrée en vigueur le 1er juillet 2014 pour les *propriétaires d'installation de transport*. Pour les *propriétaires d'installation de production*, l'exigence E3 est devenue applicable le 1er janvier 2015 et toutes les autres exigences (E1, E2, E4, E5, E6, E7) sont devenues applicables le 1er janvier 2016.	Révisions
3	22 novembre 2013	Mise à jour du facteur de risque de non-conformité pour l'exigence E2 de « moyen » à « élevé » par une décision finale émise par la FERC.	Révisions

11. Revisions to Reliability Standard for Transmission Vegetation Management, Ordonnance 777, 142 FERC ¶ 61,208 (2013).

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
3	30 juillet 2014	Transfert de la section « Dates d'entrée en vigueur » de la norme FAC-003-2 (pour les *propriétaires d'installation de transport*) à la norme FAC-003-3, conformément à son plan de mise en œuvre.	Révisions
4	11 février 2016	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC. Ajustement des valeurs de *MVCD* du tableau 2 pour les réseaux à courant alternatif, d'après les conclusions du rapport présenté le 12 août 2015 dans le dossier RM12-4-002, conformément à la demande de l'Ordonnance 777 de la FERC, concernant les résultats d'essai empiriques sur les distances de dégagement électrique entre les conducteurs et la végétation.	Révisions
4	9 mars 2016	Correction de la numérotation : l'alinéa 7.10 est devenu la mesure M7. Correction d'une valeur au tableau 2, qui est passée de 0,07 à 0,7.	Erratum
4	26 avril 2016	Lettre d'ordonnance de la FERC approuvant la norme FAC-003-4 (dossier RD16-4-000).	
5	13 mai 2021	Adoption par le Conseil d'administration.	Révisions
5	4 mars 2022	Lettre d'ordonnance de la FERC approuvant la norme FAC-003-5 (dossier RD22-2-000).	
5	4 mars 2022	Mise en vigueur	1er avril 2024

FAC-003 – Tableau 2 – Distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)[12]
Pour des tensions à courant alternatif (pieds)

Tension (c.a.) nominale du réseau (kV)†	Tension (c.a.) maximale du réseau (kV)[13]	MVCD (pieds) Du niveau de la mer jusqu'à 500 pi	MVCD (pieds) Plus de 500 pi à 1 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 1 000 pi à 2 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 2 000 pi à 3 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 3 000 pi à 4 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 4 000 pi à 5 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 5 000 pi à 6 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 6 000 pi à 7 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 7 000 pi à 8 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 8 000 pi à 9 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 9 000 pi à 10 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 10 000 pi à 11 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 11 000 pi à 12 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 12 000 pi à 13 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 13 000 pi à 14 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 14 000 pi à 15 000 pi
765	800	11,6 pi	11,7 pi	11,9 pi	12,1 pi	12,2 pi	12,4 pi	12,6 pi	12,8 pi	13,0 pi	13,1 pi	13,3 pi	13,5 pi	13,7 pi	13,9 pi	14,1 pi	14,3 pi
500	550	7,0 pi	7,1 pi	7,2 pi	7,4 pi	7,5 pi	7,6 pi	7,8 pi	7,9 pi	8,1 pi	8,2 pi	8,3 pi	8,5 pi	8,6 pi	8,8 pi	8,9 pi	9,1 pi
345	362[14]	4,3 pi	4,3 pi	4,4 pi	4,5 pi	4,6 pi	4,7 pi	4,8 pi	4,9 pi	5,0 pi	5,1 pi	5,2 pi	5,3 pi	5,4 pi	5,5 pi	5,6 pi	5,7 pi
287	302	5,2 pi	5,3 pi	5,4 pi	5,5 pi	5,6 pi	5,7 pi	5,8 pi	5,9 pi	6,1 pi	6,2 pi	6,3 pi	6,4 pi	6,5 pi	6,6 pi	6,8 pi	6,9 pi
230	242	4,0 pi	4,1 pi	4,2 pi	4,3 pi	4,3 pi	4,4 pi	4,5 pi	4,6 pi	4,7 pi	4,8 pi	4,9 pi	5,0 pi	5,1 pi	5,2 pi	5,3 pi	5,4 pi
161	169	2,7 pi	2,7 pi	2,8 pi	2,9 pi	2,9 pi	3,0 pi	3,0 pi	3,1 pi	3,2 pi	3,3 pi	3,3 pi	3,4 pi	3,5 pi	3,6 pi	3,7 pi	3,8 pi
138	145	2,3 pi	2,3 pi	2,4 pi	2,4 pi	2,5 pi	2,5 pi	2,6 pi	2,7 pi	2,7 pi	2,8 pi	2,8 pi	2,9 pi	3,0 pi	3,0 pi	3,1 pi	3,2 pi
115	121	1,9 pi	1,9 pi	1,9 pi	2,0 pi	2,0 pi	2,1 pi	2,1 pi	2,2 pi	2,2 pi	2,3 pi	2,3 pi	2,4 pi	2,5 pi	2,5 pi	2,6 pi	2,7 pi
88	100	1,5 pi	1,5 pi	1,6 pi	1,6 pi	1,7 pi	1,7 pi	1,8 pi	1,8 pi	1,8 pi	1,9 pi	1,9 pi	2,0 pi	2,0 pi	2,1 pi	2,2 pi	2,2 pi
69	72	1,1 pi	1,1 pi	1,1 pi	1,2 pi	1,2 pi	1,2 pi	1,2 pi	1,3 pi	1,3 pi	1,3 pi	1,4 pi	1,4 pi	1,4 pi	1,5 pi	1,6 pi	1,6 pi

† Tableau 2 – Valeurs *MVCD* à un facteur d'intervalle de 1,0 en unités américaines courantes, tirées du rapport de l'EPRI déposé auprès de la FERC le 12 août 2015. (Les valeurs entre 14 000 et 15 000 pieds ont été présentées plus tard par l'EPRI dans un tableau 2 mis à jour, le 1er décembre 2015, joint à la demande visant la norme FAC-003-4 présentée à la FERC.)

12. Les distances de ce tableau représentent les distances minimales requises pour éviter l'arc électrique ; toutefois, des pratiques prudentes de maîtrise de la végétation préconisent des distances nettement plus grandes lors des opérations de maîtrise de la végétation.
13. Lorsque les lignes assujetties sont exploitées à des tensions nominales autres que celles qui sont indiquées, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé doit utiliser la tension maximale du réseau pour déterminer le dégagement approprié pour cette ligne.
14. Les changements dans les facteurs de surtension transitoire dans les calculs sont la cause de l'abaissement des *MVCD* pour les tensions de 345 kV et plus. Pour plus de détails, se reporter aux pages 29 à 31 de la section Information complémentaire.

FAC-003 – Tableau 2 (suite) – Distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)[15]
Pour des tensions à courant alternatif (mètres)

Tension (c.a.) nominale du réseau (kV)†	Tension (c.a.) maximale du réseau (kV)[16]	MVCD (mètres) Du niveau de la mer jusqu'à 153 m	MVCD (mètres) Plus de 153 m à 305 m	MVCD (mètres) Plus de 305 m à 610 m	MVCD (mètres) Plus de 610 m à 915 m	MVCD (mètres) Plus de 915 m à 1 220 m	MVCD (mètres) Plus de 1 220 m à 1 524 m	MVCD (mètres) Plus de 1 524 m à 1 829 m	MVCD (mètres) Plus de 1 829 m à 2 134 m	MVCD (mètres) Plus de 2 134 m à 2 439 m	MVCD (mètres) Plus de 2 439 m à 2 744 m	MVCD (mètres) Plus de 2 744 m à 3 048 m	MVCD (mètres) Plus de 3 048 m à 3 353 m	MVCD (mètres) Plus de 3 353 m à 3 657 m	MVCD (mètres) Plus de 3 657 m à 3 962 m	MVCD (mètres) Plus de 3 962 m à 4 268 m	MVCD (mètres) Plus de 4 268 m à 4 572 m
765	800	3,6 m	3,6 m	3,6 m	3,7 m	3,7 m	3,8 m	3,8 m	3,9 m	4,0 m	4,0 m	4,1 m	4,1 m	4,2 m	4,2 m	4,3 m	4,4 m
500	550	2,1 m	2,2 m	2,2 m	2,3 m	2,3 m	2,3 m	2,4 m	2,4 m	2,5 m	2,5 m	2,5 m	2,6 m	2,6 m	2,7 m	2,7 m	2,7 m
345	362[17]	1,3 m	1,3 m	1,3 m	1,4 m	1,4 m	1,4 m	1,5 m	1,5 m	1,5 m	1,6 m	1,6 m	1,6 m	1,6 m	1,7 m	1,7 m	1,8 m
287	302	1,6 m	1,6 m	1,7 m	1,7 m	1,7 m	1,7 m	1,8 m	1,8 m	1,9 m	1,9 m	1,9 m	2,0 m	2,0 m	2,0 m	2,1 m	2,1 m
230	242	1,2 m	1,3 m	1,3 m	1,3 m	1,3 m	1,3 m	1,4 m	1,4 m	1,4 m	1,5 m	1,5 m	1,5 m	1,6 m	1,6 m	1,6 m	1,6 m
161	169	0,8 m	0,8 m	0,9 m	0,9 m	0,9 m	0,9 m	0,9 m	1,0 m	1,0 m	1,0 m	1,0 m	1,0 m	1,1 m	1,1 m	1,1 m	1,1 m
138	145	0,7 m	0,7 m	0,7 m	0,7 m	0,7 m	0,7 m	0,8 m	0,8 m	0,8 m	0,9 m	0,9 m	0,9 m	0,9 m	0,9 m	1,0 m	1,0 m
115	121	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,7 m	0,7 m	0,7 m	0,7 m	0,7 m	0,8 m	0,8 m	0,8 m	0,8 m
88	100	0,4 m	0,4 m	0,5 m	0,5 m	0,5 m	0,5 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,7 m	0,7 m
69	72	0,3 m	0,3 m	0,3 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,5 m	0,5 m	0,5 m

† Valeurs *MVCD* à un facteur d'intervalle de 1,0 en unités américaines courantes, tirées du rapport de l'EPRI déposé auprès de la FERC le 12 août 2015. (Les valeurs entre 14 000 et 15 000 pieds ont été présentées plus tard par l'EPRI dans un tableau 2 mis à jour, le 1er décembre 2015, joint à la demande visant la norme FAC-003-4 présentée à la FERC.)

15. Les distances de ce tableau représentent les distances minimales requises pour éviter l'arc électrique ; toutefois, des pratiques prudentes de maîtrise de la végétation préconisent des distances nettement plus grandes lors des opérations de maîtrise de la végétation.
16. Lorsque les lignes assujetties sont exploitées à des tensions nominales autres que celles qui sont indiquées, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé doit utiliser la tension maximale du réseau pour déterminer le dégagement approprié pour cette ligne.
17. Les changements dans les facteurs de surtension transitoire dans les calculs sont la cause de l'abaissement des *MVCD* pour les tensions de 345 kV et plus. Pour plus de détails, se reporter aux pages 29 à 31 de la section Information complémentaire.

TABLEAU 2 (SUITE) — Distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)[18]
Pour des tensions à courant continu en pieds (mètres)

Tension (c.c.) nominale du pôle à la terre (kV)	MVCD (mètres) Du niveau de la mer jusqu'à 500 pi (Du niveau de la mer jusqu'à 152,4 m)	MVCD (mètres) Plus de 500 pi à 1 000 pi (Plus de 152,4 m à 304,8 m)	MVCD (mètres) Plus de 1 000 pi à 2 000 pi (Plus de 304,8 m à 609,6 m)	MVCD (mètres) Plus de 2 000 pi à 3 000 pi Plus de 609,6 m à 914,4 m)	MVCD (mètres) Plus de 3 000 pi à 4 000 pi (Plus de 914,4 m à 1 219,2 m)	MVCD (mètres) Plus de 4 000 pi à 5 000 pi (Plus de 1 219,2 m à 1 524 m)	MVCD (mètres) Plus de 5 000 pi à 6 000 pi (Plus de 1 524 m à 1 828,8 m)	MVCD (mètres) Plus de 6 000 pi à 7 000 pi (Plus de 1 828,8 m à 2 133,6 m)	MVCD (mètres) Plus de 7 000 pi à 8 000 pi Plus de 2 133,6 m à 2 438,4 m)	MVCD (mètres) Plus de 8 000 pi à 9 000 pi (Plus de 2 438,4 m à 2 743,2 m)	MVCD (mètres) Plus de 9 000 pi à 10 000 pi (Plus de 2 743,2 m à 3 048 m)	MVCD (mètres) Plus de 10 000 pi à 11 000 pi (Plus de 3 048 m à 3 352,8 m)
±750	14,12 pi (4,30 m)	14,31 pi (4,36 m)	14,70 pi (4,48 m)	15,07 pi (4,59 m)	15,45 pi (4,71 m)	15,82 pi (4,82 m)	16,2 pi (4,94 m)	16,55 pi (5,04 m)	16,91 pi (5,15 m)	17,27 pi (5,26 m)	17,62 pi (5,37 m)	17,97 pi (5,48 m)
±600	10,23 pi (3,12 m)	10,39 pi (3,17 m)	10,74 pi (3,26 m)	11,04 pi (3,36 m)	11,35 pi (3,46 m)	11,66 pi (3,55 m)	11,98 pi (3,65 m)	12,3 pi (3,75 m)	12,62 pi (3,85 m)	12,92 pi (3,94 m)	13,24 pi (4,04 m)	13,54 pi (4,13 m)
±500	8,03 pi (2,45 m)	8,16 pi (2,49 m)	8,44 pi (2,57 m)	8,71 pi (2,65 m)	8,99 pi (2,74 m)	9,25 pi (2,82 m)	9,55 pi (2,91 m)	9,82 pi (2,99 m)	10,1 pi (3,08 m)	10,38 pi (3,16 m)	10,65 pi (3,25 m)	10,92 pi (3,33 m)
±400	6,07 pi (1,85 m)	6,18 pi (1,88 m)	6,41 pi (1,95 m)	6,63 pi (2,02 m)	6,86 pi (2,09 m)	7,09 pi (2,16 m)	7,33 pi (2,23 m)	7,56 pi (2,30 m)	7,80 pi (2,38 m)	8,03 pi (2,45 m)	8,27 pi (2,52 m)	8,51 pi (2,59 m)
±250	3,50 pi (1,07 m)	3,57 pi (1,09 m)	3,72 pi (1,13 m)	3,87 pi (1,18 m)	4,02 pi (1,23 m)	4,18 pi (1,27 m)	4,34 pi (1,32 m)	4,50 pi (1,37 m)	4,66 pi (1,42 m)	4,83 pi (1,47 m)	5,00 pi (1,52 m)	5,17 pi (1,58 m)

18. Les distances de tableau représentent les distances minimales requises pour éviter l'arc électrique ; toutefois, des pratiques prudentes de maîtrise de la végétation préconisent des distances nettement plus grandes lors des opérations de maîtrise de la végétation.

Principes directeurs et fondements techniques

Dates d'entrée en vigueur

La section Conformité contient du texte type employé dans la plupart des normes NERC pour couvrir de façon générale la date d'entrée en vigueur et s'applique à la grande majorité des situations. Un cas spécial couvre les dates de mise en vigueur pour 1) les lignes qui deviennent assujetties à la norme pour la première fois et 2) les lignes dont l'applicabilité change dans le cadre de la norme.

Ce cas spécial est nécessaire parce que les *coordonnateurs de la planification* ou les *planificateurs de réseau de transport* pourraient désigner des lignes à moins de 200 kV, d'après leur *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme* ou leur évaluation de la *capacité de transfert*, comme des *installations* dont la perte ou la dégradation pourrait entraîner une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* pour un événement de planification au cours d'une année de planification (PY) future. Par exemple, des études réalisées par le *coordonnateur de la planification* en 2015 pourraient déterminer une ligne qui aura cette désignation à compter de l'année de planification 2025, dix ans après la réalisation de l'étude de planification. Il n'est pas prévu que la norme soit immédiatement applicable à cette ligne, ou en vigueur pour cette ligne avant le début de cette année de planification future. Les dispositions concernant la date d'entrée en vigueur pour de telles lignes permettent de s'assurer que la ligne sera assujettie à la norme dès le 1er janvier de l'année de planification spécifiée en prévoyant au moins 12 mois pour permettre au *propriétaire d'installation de transport* visé ou au *propriétaire d'installation de production* visé de mettre en place les préparatifs pour assurer la conformité avec la norme pour cette ligne. Une ligne exploitée à moins de 200 kV et désignée par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*, d'après son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme* ou son évaluation de la *capacité de transfert* (*coordonnateur de la planification* seulement) comme une *installation* dont la perte ou la dégradation pourrait entraîner une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* pour un événement de planification, pourrait se voir retirer cette désignation en raison d'améliorations apportées au réseau, de changements dans la production, de changements de la charge ou de changements dans les études et les analyses effectuées sur le réseau électrique.

Date où l'étude de planification est complétée	Année de planification où la ligne deviendra un élément désigné	Date 1	Date 2	Date d'entrée en vigueur la plus tardive des dates 1 et 2
2011-05-15	2012	2012-05-15	2012-01-01	2012-05-15
2011-05-15	2013	2012-05-15	2013-01-01	2013-01-01
2011-05-15	2014	2012-05-15	2014-01-01	2014-01-01
2011-05-15	2021	2012-05-15	2021-01-01	2021-01-01

Termes définis

Explications concernant la révision de la définition du terme « *emprise* »

La présente définition du terme « *emprise* » dans le glossaire de la NERC a été révisée pour inclure les *propriétaires d'installation de production* et pour tenir compte de ce qui est énoncé dans le paragraphe 734 de l'ordonnance 693 de la FERC. Cette ordonnance précisait que les *propriétaires d'installation de transport* peuvent dans certains cas posséder plus de propriétés ou de droits que ce qui est nécessaire pour exploiter de façon fiable les lignes de transport. Cette définition s'écarte légèrement, mais de façon significative, de la définition strictement juridique du terme « emprise » en ce que cette définition repose sur des considérations relatives à l'ingénierie et à la construction qui établissent la largeur d'un couloir du point de vue technique. Les registres de maîtrise de la végétation antérieurs à l'année 2007 sont pris en compte dans la définition actuelle pour permettre l'utilisation de ces largeurs d'emprise s'il n'y avait pas de normes d'ingénierie ou de construction faisant référence à des largeurs à maintenir sans végétation pour l'emprise d'une ligne donnée, mais qu'il existe des pièces justificatives dans les dossiers de maîtrise de la végétation qui font mention qu'une largeur a en fait été maintenue avant que cette norme devienne obligatoire. Il se peut que de telles largeurs représentent la seule information disponible pour les lignes auxquelles n'étaient associés aucun droit, ou peu de droits, à l'égard de la servitude pour la végétation et qu'elles aient été principalement maintenues pour assurer la sécurité de la population. Cette norme n'exige pas que des droits de servitude additionnels soient achetés pour s'assurer d'une largeur minimale de l'*emprise* pour se conformer à une largeur minimale d'*emprise* qui n'existait pas avant que cette norme devienne obligatoire.

Explications concernant la révision de la définition du terme « *surveillance de la végétation* »

La présente définition du terme *surveillance de la végétation* dans le glossaire de la NERC a été révisée pour inclure les *propriétaires d'installation de production* et pour permettre l'exécution simultanée des inspections des équipements et de la végétation. Cela permet d'améliorer potentiellement l'efficacité, particulièrement pour les lignes où il y a peu de végétation ou dont le taux de croissance de la végétation est faible.

Explications concernant la « *distance de dégagement minimale de la végétation* » (*MVCD*)

La *distance de dégagement minimale de la végétation* (*MVCD*) désigne la distance minimale calculée au moyen de l'équation de Gallet. C'est une méthode permettant de calculer la distance d'amorçage d'un arc électrique qui est utilisée pour concevoir les lignes de transport haute tension. Maintenir la végétation à cette distance des conducteurs haute tension permettra de prévenir l'amorçage d'un arc électrique. Voir ci-après le texte explicatif sur l'exigence E3 et la figure 1 qui l'accompagne. Le tableau 2 de la présente *norme* fournit les *MVCD* pour diverses tensions et altitudes. Ce tableau est fondé sur des données d'essais empiriques, selon la demande de la FERC dans son Ordonnance 777.

Projet 2010-07.1 – Valeurs *MVCD* ajustées selon les essais de l'EPRI

Dans son Ordonnance 777, la FERC demandait à la NERC de procéder à des essais afin de recueillir des données empiriques pour valider le facteur d'intervalle approprié à utiliser dans l'équation de Gallet aux fins du calcul des *MVCD*, plus spécifiquement le facteur d'intervalle pour les distances de dégagement entre les conducteurs et la végétation (voir l'Ordonnance 777, par. 60). La NERC a mis sur pied un projet de recherche en collaboration avec l'industrie et en a confié l'exécution à l'EPRI. En janvier 2014, la NERC a formé un groupe consultatif afin d'aider à établir le mandat du projet. Cette équipe a fourni l'expertise pertinente pour mettre au point le programme d'essais, surveiller les essais et valider l'analyse et les conclusions à formuler dans un rapport final. L'équipe consultative regroupait du personnel de la NERC, des arboriculteurs et des membres de l'industrie ayant des compétences très variées en ingénierie du transport, en coordination de l'isolement et en maîtrise de la végétation. La

campagne d'essais a commencé en avril 2014 et s'est poursuivie jusqu'en octobre 2014 ; la dernière série d'essais s'est terminée en mai 2015. À partir des résultats de ces essais conduits par l'EPRI, et en accord avec le rapport déposé dans le dossier RM12-4-000 de la FERC, le facteur d'intervalle utilisé dans l'équation de Gallet a dû être rajusté, passant de 1,3 à 1,0. Il en a résulté des *MVCD* plus élevées pour toutes les tensions alternatives de réseau étudiées. Les *MVCD* ajustées, obtenues avec le facteur d'intervalle de 1,0, sont présentées au tableau 2 de la version 4 de la norme FAC-003.

Les essais d'intervalle d'air réalisés par l'EPRI en vertu de l'Ordonnance 777 de la FERC ont permis de conclure que les arbres qui ont une ramure ample et large et qui poussent directement au-dessous de conducteurs haute tension entraînent la probabilité la plus élevée d'un amorçage d'arc électrique ; ce constat a influé de façon déterminante sur la décision de modifier le facteur d'intervalle pour retenir une valeur plus prudente de 1,0 dans la version 4 de la présente norme.

Exigence E1

L'exigence E1 est une exigence basée sur la performance. L'objectif ou le résultat à atteindre en matière de fiabilité est la maîtrise de la végétation de manière à prévenir les empiétements à l'intérieur de la zone de dégagement minimal des lignes de transport. L'exigence E1 exige des *propriétaires d'installation de transport* visés et des *propriétaires d'installation de production* visés de maîtriser la végétation pour prévenir les empiétements à l'intérieur des *MVCD* des lignes de transport. L'exigence E1 est applicable aux lignes désignées aux alinéas 4.2 et 4.3 de la section Applicabilité.

L'exigence E1 indique que si une maîtrise inadéquate de la végétation permet à celle-ci d'empiéter sur les *MVCD* indiquées au tableau 2, il s'agit d'une non-conformité à la norme. Les distances du tableau 2 représentent les dégagements minimaux qui permettront de prévenir l'amorçage d'un arc électrique, calculés au moyen des équations de Gallet. Ces exigences présument que les lignes de transport et leurs conducteurs sont exploités à l'intérieur de leurs *caractéristiques assignées*. Si un conducteur de la ligne, intentionnellement ou par mégarde, est exploité au-delà de ses *caractéristiques assignées* ou de ses *conditions d'exploitation électriques assignées* (potentiellement en non-conformité avec d'autres normes), une occurrence d'un empiétement sur la distance de dégagement peut se produire uniquement à cause de cette condition. Par exemple, des mesures d'urgence prises par un *exploitant d'installation de transport* visé, un *propriétaire d'installation de production* visé ou un *coordonnateur de la fiabilité* pour protéger une *Interconnexion* pourraient causer une flèche excessive et une panne. Un autre exemple pourrait être une charge de glace dépassant les *caractéristiques assignées* et les *conditions d'exploitation électriques assignées* de la ligne. De tels empiétements et pannes liés à la végétation ne constituent pas une non-conformité à cette norme.

Des signes de manquements à la maîtrise de la végétation incluent une observation en temps réel d'un empiétement de la végétation à l'intérieur de la *MVCD* (en l'absence d'un *déclenchement définitif*), ou un empiétement de la végétation dû à une chute à partir de l'intérieur de l'*emprise* résultant en un *déclenchement définitif*, un empiétement de la végétation dû aux vents mettant en contact des lignes et la végétation située dans l'*emprise* résultant en un *déclenchement définitif*, ou un empiétement de la végétation dû à la croissance de la végétation résultant en un *déclenchement définitif*. Les défauts qui n'entraînent pas de *déclenchement définitif* et qui sont confirmés comme ayant été causés par un empiétement de la végétation à l'intérieur des *MVCD* sont considérés équivalents à une observation en *temps réel*, du point de vue des niveaux de gravité de la non-conformité (VSL).

Selon cette approche, les VSL pour l'exigence E1 sont structurés de façon à correspondre directement à la gravité d'un manquement d'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou d'un *propriétaire d'installation de production* visé à maîtriser la végétation et à la capacité du programme de maîtrise de la végétation du *propriétaire d'installation de transport* à respecter l'objectif de

« prévenir les risques de déclenchements liés à la végétation qui pourraient mener à des *déclenchements en cascade* ». Par conséquent, la gravité de la non-conformité s'accroît avec l'incapacité d'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou d'un *propriétaire d'installation de production* visé à atteindre cet objectif et avec la probabilité qu'il en résulte des *déclenchements en cascade*. Les avantages d'une telle combinaison sont de permettre de simplifier la norme et de définir clairement les performances pour assurer la conformité. Une exigence basée sur la performance de cette nature favorise l'établissement de programmes de maîtrise de la végétation de grande qualité, économiques et qui déboucheront en fin de compte sur une amélioration de la fiabilité du réseau.

Des *déclenchements définitifs* multiples sur une seule ligne peuvent être causés par la même végétation. Par exemple, les investigations et les actions correctives initiales peuvent ne pas permettre de découvrir et de corriger la cause véritable de la panne, et une autre panne pourra alors survenir après que la ligne sera remise en charge et que les conducteurs chaufferont comme précédemment. De tels événements sont considérés comme un seul *déclenchement définitif* lié à la végétation selon la norme, si les *déclenchements définitifs* surviennent dans une période de 24 heures.

Si le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé a des lignes visées exploitées à des niveaux de tension nominale qui ne sont pas énumérés dans le tableau 2, il doit alors utiliser la distance de dégagement suivante la plus grande, basée sur la tension nominale supérieure suivante dans le tableau pour déterminer une distance acceptable.

Exigence E3

L'exigence E3 est une exigence basée sur la compétence qui traite des stratégies, des procédures, des procédés ou des spécifications qu'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé utilise pour la maîtrise de la végétation.

Un programme adéquat de la maîtrise de la végétation dans le réseau de transport établit formellement l'approche qu'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé utilise pour planifier et effectuer les travaux sur la végétation afin de prévenir les *déclenchements définitifs* dans le réseau de transport et de limiter les risques pour celui-ci. Cette approche sert de base pour évaluer les intentions, la répartition des ressources appropriées et les compétences du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé en matière de maîtrise de la végétation. Il existe de nombreuses approches acceptables pour maîtriser la végétation et éviter les *déclenchements définitifs*. Toutefois, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé doit être en mesure de montrer les documents relatifs à son approche et d'indiquer comment ses travaux sont menés pour maintenir les dégagements.

Un exemple d'une approche utilisée couramment dans l'industrie est celle décrite à la partie 7 de la norme ANSI A300. Toutefois, quelle que soit l'approche utilisée par une entreprise d'électricité pour maîtriser la végétation, l'approche choisie par un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé contiendra généralement les éléments suivants :

1. la stratégie utilisée (comme la distance minimale entre la végétation et un conducteur ou la hauteur maximale de la végétation) pour faire en sorte que les distances de dégagement *MVCD* ne soient jamais dépassées ;
2. les méthodes de travail employées par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé pour la maîtrise de la végétation ;

3. une fréquence définie de *surveillance de la végétation* ;
4. un plan de travail annuel.

La position du conducteur dans l'espace varie constamment dans le temps en réaction à différents types de sollicitations. Les variations de la position verticale et horizontale du conducteur sont le résultat des sollicitations thermiques et mécaniques exercées sur la ligne. Les sollicitations thermiques dépendent de l'intensité du courant dans la ligne et d'une combinaison de nombreuses variables liées à la dissipation thermique dans l'air ambiant, notamment la vitesse et la direction du vent, la température de l'air ambiant et les précipitations. Les sollicitations mécaniques exercées sur un conducteur influent sur la flèche et sur le balancement du conducteur en combinant diverses forces comme le poids de la glace ou la poussée du vent. Le mouvement d'un conducteur de ligne de transport et la *MVCD* sont illustrés à la figure 1 ci-dessous.

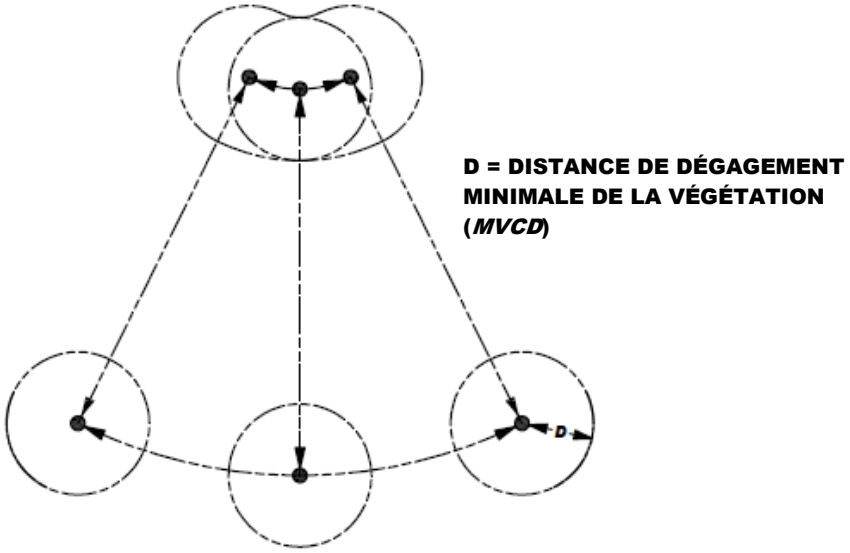


Figure 1

Vue transversale d'un conducteur unique à un point donné de la portée, qui illustre six positions possibles du conducteur en réaction à diverses sollicitations thermiques et mécaniques.

Exigence E4

L'exigence E4 est une exigence basée sur le risque. Elle met l'accent sur les mesures préventives à prendre par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé pour atténuer les risques d'un *défaut* lorsqu'une menace liée à la végétation est confirmée. L'exigence E4 prévoit l'envoi d'un avis, sans délai intentionnel, pour toutes les conditions de végétation potentiellement menaçantes, au centre de contrôle ayant autorité sur les manœuvres pour la ligne de transport en cause. Des exemples de délais non intentionnels acceptables peuvent inclure des problèmes dans le système de communication (par exemple, une panne d'un service de téléphonie cellulaire ou d'un appareil radio bidirectionnel), des équipes situées en région éloignée sans moyens de communication, des retards causés par les intempéries, etc.

La confirmation est essentielle pour établir qu'une menace liée à la végétation existe. Cette confirmation peut provenir d'un employé du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé qui constate personnellement l'existence d'une telle

menace sur le terrain. La confirmation peut aussi être faite par un employé envoyé sur place pour évaluer une situation signalée par un propriétaire foncier.

Les situations liées à la végétation qui nécessitent une intervention comprennent notamment la présence de végétation près des *MVCD* ou qui empiètent sur celles-ci (problème dû à la croissance), ou la présence de végétation qui pourrait tomber sur un conducteur d'une ligne de transport (menace de chute). Une vérification informée du risque pourrait comprendre une évaluation du fléchissement ou du mouvement possible du conducteur lorsqu'il est exploité entre des conditions de charge nulle et ses *caractéristiques assignées*.

Le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé a la responsabilité d'assurer une bonne communication entre le personnel sur le terrain et le personnel du centre de contrôle pour permettre au centre de contrôle de prendre les mesures appropriées jusqu'à ce que la menace liée à la végétation soit écartée ou pendant qu'on travaille à l'écarter. Les mesures appropriées peuvent inclure une réduction temporaire de la charge sur la ligne, la mise hors service de la ligne ou d'autres mesures préparatoires tenant compte d'un risque accru de panne de ce circuit. La notification de la menace doit être communiquée dans un délai d'au plus quelques minutes ou quelques heures, par opposition à une plus longue période requise pour les plans d'intervention corrective (voir l'exigence E5).

Tous les cas potentiels de croissance ou de chute de végétation n'entraîneront pas nécessairement un *défaut* à tout moment. Par exemple, certains *propriétaires d'installation de transport* visés ou *propriétaires d'installation de production* visés peuvent disposer d'un programme d'identification des arbres menaçants qui désigne les arbres à abattre à cause du risque qu'ils représentent de tomber près des lignes. Ces arbres ne feront pas l'objet d'une notification au centre de contrôle à moins qu'ils ne présentent une menace de chute immédiate.

Exigence E5

L'exigence E5 est une exigence basée sur le risque. Elle met l'accent sur les mesures préventives que doit prendre le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé pour l'atténuation des risques de *déclenchement définitif* lorsqu'il a été temporairement empêché d'effectuer les travaux de maîtrise de la végétation. L'intention de cette exigence est de traiter des situations qui empêchent le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé d'effectuer les travaux planifiés de maîtrise de la végétation, et qui par conséquent ont le potentiel d'exposer la ligne de transport à un risque. Les empêchements d'effectuer les travaux planifiés de maîtrise de la végétation peuvent être dus à des injonctions de tribunal déposées par des propriétaires fonciers, à la découverte de dispositions de servitude qui limitent les droits du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé, ou à d'autres circonstances.

Cette exigence ne s'applique pas aux situations où la ligne de transport n'est pas potentiellement exposée à un risque et où les travaux peuvent être reprogrammés ou planifiés en utilisant une autre méthode de travail. Par exemple, un propriétaire foncier pourrait refuser l'utilisation planifiée d'herbicides sur la végétation incompatible au-delà de la *MVCD*, mais accepter l'utilisation d'un déboisement mécanique. Dans ce cas, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé n'est pas sous une contrainte de temps immédiate pour l'atteinte des objectifs de maintenance ; il peut facilement reprogrammer les travaux en utilisant une autre approche et n'a donc pas besoin de prendre des mesures correctives provisoires.

Toutefois, dans des situations où la fiabilité d'une ligne de transport est potentiellement mise à risque en raison d'une contrainte, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire*

d'installation de production visé est tenu de prendre des mesures correctives provisoires pour atténuer le risque potentiel pour la ligne de transport. Un large éventail de mesures peut être pris dans diverses situations. Entre autres considérations générales :

- déterminer les emplacements où le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé est empêché d'effectuer les travaux planifiés de maîtrise de la végétation, ce qui met potentiellement la ligne de transport à risque ;
- établir les mesures spécifiques à prendre pour atténuer les risques potentiels associés à l'omission d'effectuer les travaux de maîtrise de la végétation tels que planifiés ;
- documenter et faire le suivi des mesures spécifiques prises pour chacun des emplacements en question ;
- au moment d'établir les mesures à prendre pour atténuer le risque potentiel pour la ligne de transport, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé pourrait envisager des mesures spécifiques à ces emplacements, comme la modification des intervalles d'inspection ou d'entretien ou des deux. Là où des contraintes juridiques empêcheraient tous travaux sur la végétation, les mesures correctives provisoires pourraient consister à limiter la charge sur la ligne de transport ;
- le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé doit documenter et faire le suivi des mesures correctives prises spécifiquement à chaque emplacement. Cet emplacement peut être désigné comme étant une portée de ligne, un arbre ou une combinaison de portées sur une propriété où la contrainte est jugée temporaire.

Exigence E6

L'exigence E6 est une exigence basée sur le risque. Cette exigence définit une période de temps minimale pour compléter la *surveillance de la végétation*. La disposition selon laquelle les activités de *surveillance de la végétation* peuvent être effectuées en même temps que les inspections générales de lignes facilite la capacité du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé de respecter cette exigence. Toutefois, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé peut déterminer que des inspections plus fréquentes de la végétation sont nécessaires pour maintenir les niveaux de fiabilité, selon des facteurs comme le taux de croissance prévu de la végétation locale, la durée de la saison de croissance locale, la largeur limitée des *emprises* et les précipitations locales. Par conséquent, il est anticipé que pour certaines lignes de transport on établira une fréquence accrue des inspections.

Les niveaux de gravité de la non-conformité pour l'exigence E6 sont établis en fonction du pourcentage de non-inspection des lignes assujetties. Pour calculer le niveau de gravité de la non-conformité approprié, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé peut choisir les unités qui lui conviennent : circuits, lignes de supports, kilomètres ou milles de lignes, etc.

Par exemple, lorsqu'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé exploite 2 000 milles de lignes de transport assujetties, il sera responsable d'inspecter tous les 2 000 milles au moins une fois par année civile. Si une des lignes incluses est de 100 milles de longueur, et si elle n'a pas été inspectée durant l'année, la quantité en défaut serait de 100/2000 = 0,05 ou 5 %. Le niveau de gravité de la non-conformité « faible » pour l'exigence E6 s'appliquerait dans cet exemple.

Exigence E7

L'exigence E7 est une exigence basée sur le risque. Le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé est tenu de compléter son plan de travail annuel de maîtrise de la végétation pour atteindre l'objectif de cette norme. Des modifications au plan de travail en réponse à des conditions changeantes ou à des constatations faites durant l'inspection de la végétation peuvent être apportées et documentées pourvu qu'elles n'exposent pas le réseau de transport à un risque. L'exigence d'un plan annuel de travaux n'oblige pas nécessairement à une description détaillée, portée par portée ou même ligne par ligne, de tous les travaux devant être accomplis. Elle cherche seulement à exiger du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé qu'il fournisse les pièces justificatives attestant la planification et l'exécution annuelles d'une approche d'intervention en maîtrise de la végétation qui empêchent bel et bien l'empiétement de la végétation sur les *MVCD*.

Lorsqu'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé désigne 1 000 milles de lignes de transport assujetties devant être complétées dans son plan annuel, il est alors tenu de compléter les travaux sur les milles désignés. Si un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé fait une modification au plan annuel qui ne met pas à risque le réseau de transport de subir un empiétement, le plan annuel peut être modifié. Si les travaux à exécuter sur 100 milles prévus au plan annuel sont retardés à l'année suivante, le calcul pour déterminer le pourcentage des travaux effectués durant l'année en cours serait : 1 000 – 100 (milles avec travaux retardés) = 900 (milles prévus dans le plan annuel modifié), donc 900 / 900 = 100 % des milles où les travaux prévus sont terminés. Si un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé a seulement complété les travaux sur 875 des 1 000 milles totaux sans documentation acceptable justifiant la modification au plan annuel, le calcul pour les manquements à compléter le plan annuel serait : 1 000 – 875 = 125 milles avec manquements, et donc 125 milles (avec travaux non complétés) / 1 000 (milles prévus dans le plan annuel) = 12,5 % de non-achèvement.

La possibilité de modifier le plan de travail permet au *propriétaire d'installation de transport* visé ou au *propriétaire d'installation de production* visé de changer ses priorités ou ses techniques de traitement pendant l'année en fonction des conditions ou des situations qui se présentent. Par exemple, des inspections récentes sur des lignes pourraient permettre de constater des travaux non anticipés prioritaires, des conditions météorologiques (sécheresse) pourraient rendre inefficace l'application d'herbicides du plan de l'année, ou une grosse tempête pourrait rendre nécessaire la réaffectation des ressources locales loin des emplacements où les travaux de maîtrise de la végétation étaient planifiés. Cette situation peut aussi inclure la nécessité d'honorer une entente d'assistance mutuelle en réaffectant les ressources du réseau d'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou d'un *propriétaire d'installation de production* visé pour travailler sur un autre réseau. N'importe quel de ces exemples pourrait entraîner des reports ou des ajouts au plan de travail annuel, à condition qu'ils ne mettent pas le réseau de transport à risque de subir un empiétement de la végétation.

En règle générale, l'approche d'intervention en maîtrise de la végétation devrait utiliser toute l'étendue de la servitude du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé, du titre en fief simple et des autres droits légaux alloués. Une approche globale qui utilise toute l'étendue des droits légaux sur les *emprises* est à privilégier par rapport à une approche progressive de maîtrise, puisqu'à long terme elle réduit l'ensemble des risques d'empiétements et fait en sorte que les futurs travaux planifiés et les futurs cycles d'inspection soient suffisants.

Pendant l'élaboration du plan de travail annuel, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé doit allouer du temps pour remplir les exigences procédurales afin d'obtenir les permis pour travailler sur des terres d'une entité fédérale, étatique, provinciale, publique ou autochtone. Dans certains cas, le délai d'obtention d'un permis pourrait nécessiter de préparer les plans de travail plus d'un an avant la date de début des travaux. Le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé pourrait aussi avoir besoin de prendre en compte les exigences particulières du propriétaire foncier telles qu'indiquées dans les actes de servitude.

Cette exigence établit l'attente selon laquelle les travaux indiqués dans le plan de travail annuel seront exécutés tels que planifiés. Par conséquent, les reports ou les modifications pertinentes au plan annuel doivent être documentés. Selon le format utilisé pour la planification ou la documentation par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé, les pièces justificatives attestant la bonne exécution du plan de travail annuel pourraient comprendre les ordres des travaux, les contrats signés, les imprimés provenant des systèmes de gestion des travaux, les chiffriers des travaux planifiés et des travaux complétés, les feuilles de temps, les rapports d'inspection des travaux ou les factures payées. Les autres pièces justificatives peuvent comprendre des photographies et des rapports de déplacements.

Remarques :

La SDT a déterminé que l'utilisation de la norme IEEE 516-2003 dans la version 1 de la norme FAC-003 constituait une erreur d'application. La SDT a consulté des spécialistes, qui ont indiqué que l'équation de Gallet serait une méthode techniquement justifiable. La justification de l'approche de Gallet est présentée ci-après.

L'équipe de rédaction cherchait une méthode d'établissement des distances de dégagement minimales qui soit basée sur des conditions météorologiques et des facteurs de surtension transitoire maximale réalistes pour les lignes de transport en service.

La SDT a considéré les aspects suivants en étudiant des modifications possibles aux distances minimales entre la végétation et le conducteur dans la norme FAC-003-1 :

- éviter les problèmes associés à la nécessité de se reporter à des tableaux d'une autre norme (IEEE-516-2003) ;
- tenir compte du fait que les lignes de transport ne sont pas exploitées dans des conditions de laboratoire (conditions pluvieuses) ;
- tenir compte du fait que les facteurs de surtension transitoire sont moins élevés pour les lignes de transport en service que pour les lignes de transport qui ont été involontairement remises sous tension avec des charges captives.

La norme FAC-003-1 utilisait la formule de calcul de la distance minimale d'isolement dans l'air (MAID) sans les outils fournis par la norme IEEE 516-2003 pour déterminer la distance minimale entre un conducteur de ligne de transport et la végétation. Les équations et les méthodes fournies par la norme IEEE 516 ont été élaborées par le groupe de travail de l'IEEE en 1968 à partir de données d'essai provenant de treize laboratoires indépendants. Les distances indiquées aux tableaux 5 et 7 de la norme IEEE-516 reposent sur la tension de tenue de l'air sec entre deux tiges métalliques, ou, en d'autres mots, dans des conditions sèches d'un laboratoire. Par conséquent, la validité de l'utilisation de ces distances pour une application dans un environnement extérieur a été remise en question.

La norme FAC-003-1 permettait aux *propriétaires d'installation de transport* d'utiliser soit le tableau 5, soit le tableau 7 pour établir les distances de dégagement minimales. Le tableau 7 pouvait être utilisé

si le *propriétaire d'installation de transport* connaissait les facteurs de surtension transitoire maximale pour son réseau. Autrement, le tableau 5 devait être utilisé. Le tableau 5 indiquait les distances d'isolement minimales dans l'air dans les pires cas possibles de facteurs de surtension transitoire. Ces pires cas de facteurs de surtension transitoire étaient les suivants : 3,5 pour les tensions phase-phase allant jusqu'à 362 kV ; 3,0 pour les tensions phase-phase entre 500 et 550 kV ; et 2,5 pour les tensions phase-phase entre 765 et 800 kV. Ces pires cas de facteurs de surtension transitoire étaient aussi une source de préoccupation dans cette application particulière des distances.

En général, les pires cas de surtension transitoire surviennent sur des lignes de transport qui sont involontairement remises sous tension immédiatement après que la ligne a été mise hors tension, alors qu'une charge captive est encore présente. L'intention de la norme FAC-003 est d'empêcher qu'une ligne de transport qui est en service soit mise hors tension (c.-à-d. déclenchée) par suite d'un arc électrique entre le conducteur de la ligne et la végétation avoisinante. Ainsi, les hypothèses pour les pires cas de surtension transitoire ne sont pas appropriées pour cette application. Plutôt, les valeurs de surtension appropriées sont celles qui surviennent seulement lorsque la ligne est sous tension.

Les valeurs typiques de surtensions transitoires de lignes en service ne sont pas faciles à trouver dans la documentation parce qu'elles sont négligeables en comparaison des valeurs maximales. Une valeur prudente de surtension transitoire maximale qui peut se produire n'importe où le long d'une ligne à courant alternatif en service était approximativement 2,0 p.u. Cette valeur était une estimation prudente de la surtension transitoire qui survient au point d'application (p. ex., un poste électrique) en enclenchant une batterie de condensateurs sans dispositif de préinsertion (p. ex., des résistances d'enclenchement). À des niveaux de tension où les batteries de condensateurs ne sont pas très courantes (p. ex., à une tension maximale de réseau de 362 kV), la surtension transitoire maximale d'une ligne à courant alternatif en service survient en raison d'un début de défaut sur des lignes à courant alternatif adjacentes ou de la manœuvre d'inductance shunt. Ces tensions transitoires sont habituellement de 1,5 p.u. ou moins.

Bien que ces surtensions transitoires ne soient pas propagées à des points éloignés de la barre où elles surviennent, on suppose par prudence que toutes les lignes à courant alternatif avoisinantes sont soumises au même niveau de surtension. Donc, un facteur de surtension transitoire maximale de 2,0 p.u. pour les lignes de transport exploitées à 302 kV et moins était considéré comme un maximum réaliste pour cette application. Également, pour les lignes de transport à courant alternatif exploitées à des tensions maximales de réseau de 362 kV et plus, un facteur de surtension transitoire de 1,4 p.u. était considéré comme un maximum réaliste.

Les équations de Gallet sont une méthode acceptée pour la coordination de l'isolement dans la conception des pylônes. Ces équations sont utilisées pour calculer les distances d'amorçage requises pour la coordination appropriée de l'isolement des lignes de transport. Elles ont été élaborées pour les applications dans des conditions sèches ou pluvieuses et peuvent être employées avec n'importe quelle valeur du facteur de surtension transitoire. Les équations de Gallet permettent aussi de prendre en compte diverses géométries d'intervalle d'air. Cette approche a été utilisée pour la conception des premières lignes à 500 kV et à 765 kV en Amérique du Nord.

Si l'on compare les distances MAID établies à l'aide du tableau 7 de la norme IEEE 516-2003 (tableau D.5 pour les unités anglaises) avec les distances critiques de formation d'arcs électriques calculées avec les équations de Gallet en conditions pluvieuses, pour chacune des classes de tension nominale et avec des facteurs de surtension transitoire identiques, les équations de Gallet donnent une valeur de distance minimale plus prudente (supérieure).

Les distances calculées au moyen des formules (milieu sec) énoncées dans la norme IEEE 516 ou des équations de Gallet (pour milieu humide) ne sont pas très différentes lorsque les mêmes facteurs de surtension transitoire sont utilisés ; les équations pour milieu humide donneront invariablement des distances légèrement plus grandes que les valeurs calculées au moyen des équations de la norme IEEE 516 lorsque la même surtension transitoire est utilisée. Alors que les équations de la norme IEEE 516 n'ont été élaborées que pour des conditions sèches, les équations de Gallet peuvent être utilisées pour calculer les distances d'amorçage de l'arc électrique dans des conditions pluvieuses ou sèches.

Comme il n'existait pas de données empiriques pour déterminer les distances d'arc électrique pour la végétation vivante lors de l'élaboration de la version 3, l'équipe de rédaction des normes a choisi une méthode éprouvée qui est déjà utilisée dans d'autres applications à très haute tension. La pertinence des équations de Gallet dans des conditions pluvieuses et le choix d'un facteur de surtension transitoire qui soit conséquent avec l'absence de charges captives sur une ligne de transport en service font de cette méthode un meilleur choix.

Le tableau suivant est un exemple de comparaison entre des distances calculées au moyen des équations de la norme IEEE 516 et des équations de Gallet.

Comparaison entre les distances d'arc électrique calculées au moyen des équations de Gallet pour conditions humides et des distances MAID de la norme IEEE 516-2003

Tension (c.a.) nominale du *réseau* (kV)	Tension (c.a.) maximale du *réseau* (kV)	Facteur de surtension transitoire (T)	Dégagement (équation de Gallet [humides]) à 3 000 pi d'altitude (pi)	Tableau 7 (tableau D.5 pour les pieds) Distance MAID selon IEEE 516-2003 à 3 000 pi d'altitude (pi)
765	800	2,0	14,36	13,95
500	550	2,4	11,00	10,07
345	362	3,0	8,55	7,47
230	242	3,0	5,28	4,20
115	121	3,0	2,46	2,10

Justification

Pendant l'élaboration de cette norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation de la norme par le Conseil d'administration de la NERC, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de l'applicabilité (section 4.2.4)

Les zones exclues de la section 4.2.4 ont été exclues à la suite de commentaires formulés par l'industrie pour les motifs résumés ci-dessous :

1) Il y a très peu de risques liés à la végétation dans cette zone. Selon un sondage informel, aucun *propriétaire d'installation de transport* n'a déclaré un tel événement.
2) Les postes électriques et les postes de sectionnement font l'objet de plusieurs activités d'inspection et d'entretien qui sont nécessaires pour la fiabilité. Ces processus existants gèrent la menace. C'est pourquoi les étapes formelles de cette norme ne conviennent pas très bien pour cet environnement.
3) Le fait de préciser les zones où la norme s'applique ou non rend la norme plus claire.

Justification de l'applicabilité (section 4.3)

Dans le corps de la norme de fiabilité de la NERC FAC-003-3, les « lignes de transport » et les « lignes visées » peuvent aussi faire référence aux *installations* de production mentionnées en 4.3 et dans ses sous-sections.

Justification de l'exigence E1

Les lignes qui ont le plus d'impact sur la fiabilité sont traitées à l'exigence E1 ; toutes les autres lignes sont couvertes à l'exigence E2.

Justification pour les types de manquements à maîtriser la végétation, lesquels sont énumérés en ordre croissant de degré de gravité de la non-conformité dans le contexte d'un manquement par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou par le *propriétaire d'installation de production* visé dans son programme de maîtrise de la végétation :

1. Ce manquement dans la gestion est relevé lors des inspections de routine ou lors d'une enquête menée sur un défaut, et est généralement symptomatique de conditions inhabituelles dans un programme autrement sûr.

2. Ce manquement dans la gestion survient lorsque la hauteur et l'emplacement d'un arbre limitrophe à l'intérieur de l'*emprise* n'ont pas été adéquatement pris en considération par le programme.

3. Ce manquement dans la gestion survient lorsque la croissance de la végétation limitrophe n'a pas été adéquatement prise en considération, ce qui peut être révélateur d'un programme peu sûr.

4. Ce manquement dans la gestion est habituellement révélateur d'un programme qui ne tient pas compte du comportement dynamique le plus fondamental dans la gestion de la végétation (c.-à-d. la croissance sous la ligne). Si ce type de manquement est omniprésent sur plusieurs lignes, il instaure un mécanisme de *déclenchements en cascade*.

Justification de l'exigence E3

La documentation fournit la base pour évaluer la validité du programme de maîtrise de la végétation du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé. Il peut exister de nombreuses approches acceptables pour maintenir les dégagements. Toute approche doit démontrer que le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de*

production visé évite les contacts entre la végétation et les conducteurs pour toutes les *caractéristiques assignées* et pour toutes les *conditions d'exploitation électriques assignées*.

Justification de l'exigence E4

Cette exigence vise à faire en sorte que les communications soient promptes entre le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé et le centre de contrôle lorsqu'une situation critique est confirmée.

Justification de l'exigence E5

Des procédures judiciaires ou d'autres événements peuvent survenir, lesquels imposent des contraintes qui empêchent le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé d'effectuer les travaux planifiés de maîtrise de la végétation.

Le but recherché est que dans les cas où une ligne de transport est potentiellement exposée à un risque en raison de contraintes, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé mette en place des mesures provisoires, plutôt que de ne rien faire.

Le processus de mesures correctives ne vise pas les situations où une méthodologie de travaux planifiés ne peut être effectuée, mais où une autre méthodologie de travaux peut être utilisée.

Justification de l'exigence E6

Les inspections sont utilisées par les *propriétaires d'installation de transport* visés ou les *propriétaires d'installation de production* visés pour évaluer l'état de toute l'*emprise*. L'information résultant des évaluations peut être utilisée pour déterminer le risque, pour déterminer les travaux futurs et pour évaluer les travaux récemment complétés. Cette exigence établit une fréquence minimale de *surveillance de la végétation* d'au moins une fois par année civile avec pas plus de 18 mois entre les inspections de la même *emprise*. D'après les taux de croissance moyens dans l'ensemble de l'Amérique du Nord et les pratiques courantes dans les services publics d'électricité, cette fréquence minimale est raisonnable. Les *propriétaires d'installation de transport* doivent considérer les facteurs locaux et environnementaux qui pourraient justifier des inspections plus fréquentes.

Justification de l'exigence E7

Cette exigence établit l'attente selon laquelle les travaux indiqués dans le plan de travail annuel seront complétés tels que planifiés. Elle permet des modifications aux travaux planifiés en cas de conditions changeantes, en tenant compte de la croissance anticipée de la végétation et de tous les autres facteurs environnementaux, à condition que ces modifications ne mettent pas le réseau de transport à risque d'un empiétement de la végétation.

Annexe FAC-003-5-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme FAC-003-5 – Maîtrise de la végétation – Réseau de transport

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité : Dans l'application de cette norme, toute référence au terme « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière**.**

4.2. Installations de transport

Aucune disposition particulière**.**

4.3. Installations de production

Aucune disposition particulière.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 20 juin 2024

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 20 juin 2024

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec : 1er octobre 2026

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
E1 à E7	Une ligne exploitée à moins de 200 kV et désignée selon les critères d'applicabilité de la section 4.2.	Selon l'échéance la plus tardive : 1) 12 mois après la date à laquelle le *coordonnateur de la planification*, le *planificateur de réseau de transport* a désigné la ligne selon les critères d'applicabilité de la section 4.2 OU 2) le 1er janvier de l'année de planification pendant laquelle il est prévu que la ligne sera désignée selon les critères d'applicabilité de la section 4.2. Une ligne exploitée à moins de 200 kV et désignée selon les critères d'applicabilité de la section 4.2 pourrait se voir retirer cette désignation en raison d'améliorations apportées au réseau, de changements dans la production, de changements de la charge ou de changements dans les études et les analyses effectuées sur le réseau électrique.

6. Contexte : Aucune disposition particulière.

B. Exigences et mesures

Seules l'exigence E6 et la mesure M6 sont modifiées comme suit :

E6. Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé doit effectuer une *surveillance de la végétation* pour 100 % de ses lignes de transport assujetties (mesurées en utilisant l'unité de son choix – numéros de circuit, nombre de regroupements de supports, miles ou kilomètres de lignes, etc.)[1]

- au moins une fois par année civile sans dépasser 18 mois civils entre les inspections d'une même emprise, sauf pour les lignes désignées depuis au moins 12 mois comme lignes avec un cycle d'intervention de 5 ans et plus.
- au moins une fois toutes les 2 années civiles sans dépasser 30 mois civils entre les inspections d'une même emprise pour les lignes désignées depuis au moins 12 mois comme lignes avec un cycle d'intervention de 5 ans et plus. Le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* peut désigner ce cycle d'intervention de 5 ans et plus pour une ligne, mais seulement s'il justifie que cette désignation a un impact non significatif sur le risque d'empiétement sur la *MVCD* en considérant pour les 6 années précédentes, les résultats de la *surveillance de la végétation* et d'interventions liées à la gestion de la végétation, ainsi que les données pertinentes relatives à la géographie, à la météorologie et à la végétation.

M6. Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé a des pièces justificatives attestant qu'il a effectué les surveillances prévues à l'exigence 6. Les exemples de pièces justificatives acceptables peuvent inclure : des bons de travail complétés et datés, des factures datées ou des dossiers d'inspection datés. (E6)

Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé qui a désigné des lignes avec un cycle d'intervention de 5 ans et plus a un rapport contenant, pour chaque ligne ainsi désignée, la date de désignation et, pour les 6 années précédentes, les résultats de la *surveillance de la végétation* et d'interventions liées à la gestion de la végétation, ainsi que les données pertinentes relatives à la géographie, à la météorologie et à la végétation.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

[1] Lorsque le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé est empêché d'effectuer la *surveillance de la végétation* dans les délais précisés à l'exigence E6 en raison d'un désastre naturel, il se voit accorder une prolongation de délai égale à la durée de cet empêchement.

1.3. Programme de surveillance de la conformité

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

1.4. Autres informations sur la conformité

Le rapport périodique des données est soumis à la Régie de l'énergie. La Régie de l'énergie fournie l'information trimestriellement à la NERC.

Niveaux de gravité de la non-conformité (tableau 1)

Le niveau de gravité de la non-conformité pour l'exigence E6 est remplacé comme suit :

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL Faible	**VSL Modéré**	**VSL Élevé**	**VSL Critique**
E6	La portée de la *surveillance de la végétation* est de 95% ou plus.	La portée de la *surveillance de la végétation* est plus de 90% et moins que 95%.	La portée de la *surveillance de la végétation* est plus de 85% et moins que 90%.	La portée de la *surveillance de la végétation* est moins que 85%.

La portée de la *surveillance de la végétation* est définie comme le ratio des lignes surveillées et des lignes visées (mesurées utilisant l'unité de mesure de son choix – numéro de circuits ou nombre de regroupements de supports, miles ou kilomètres de lignes, etc.).

Si l'entité n'a pas désigné de lignes comme lignes avec un cycle d'intervention de 5 ans et plus, les lignes surveillées sont les lignes pour lesquelles le cycle d'inspections respecte l'exigence 6, alinéa 1.

Si l'entité a désigné des lignes comme lignes avec un cycle d'intervention de 5 ans et plus, le calcul des lignes surveillées est le suivant :

- Ajouter toutes les lignes pour lesquelles la *surveillance de la végétation* respecte l'exigence 6, alinéa 1 (lignes désignées et non-désignées).

- Ajouter toutes les lignes désignées pour lesquelles la *surveillance de la végétation* ne respecte pas l'exigence 6, alinéa 1 mais qui respecte l'exigence 6, alinéa 2 et pour lesquelles les désignations sont complètes et correctes.

- Ajouter la moitié de chaque ligne désignée pour laquelle la *surveillance de la végétation* ne respecte pas l'exigence 6, alinéa 1, pour laquelle la *surveillance de la végétation* respecte l'exigence 6, alinéa 2 et pour laquelle la justification de la désignation est partielle (par exemple, une pièce justificative est manquante ou une conclusion est erronée).

Par conséquent, le numérateur (les lignes surveillées) n'inclut pas

- les lignes non-désignées pour lesquelles la *surveillance de la végétation* ne respecte pas l'exigence 6, alinéa 1;
- les lignes désignées pour lesquelles la *surveillance de la végétation* ne respecte pas l'exigence 6, alinéa 2 et

- les lignes désignées pour lesquelles les justifications sont absentes ou comportent des erreurs sérieuses et qui ne respectent pas l'exigence 6, alinéa 1.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Documents pertinents

Aucune disposition particulière.

FAC-003 – Tableau 2 – Distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)

Aucune disposition particulière.

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	20 juin 2024	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2024-060.	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** **Caractéristiques assignées des installations**

2. **Numéro :** FAC-008-5

3. **Objet :** Faire en sorte que les *caractéristiques assignées des installations* considérées pour planifier et obtenir un fonctionnement fiable du *système de production-transport d'électricité* (*BES*) sont établies selon des principes techniques appropriés. Les *caractéristiques assignées des installations* sont essentielles pour établir les limites d'exploitation du réseau.

4. **Applicabilité :**

   4.1. *Propriétaire d'installation de transport*

   4.2. *Propriétaire d'installation de production*

5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir de la documentation pour établir les *caractéristiques assignées des installations* pour les *installations* de production qu'il possède à part entière ou en copropriété jusqu'aux bornes basse tension du transformateur élévateur de tension principal si celui-ci ne lui appartient pas ou jusqu'aux bornes haute tension du transformateur élévateur de tension principal si celui-ci lui appartient. *[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]*

1.1. Cette documentation doit préciser les hypothèses utilisées pour évaluer les caractéristiques du groupe de production, ainsi qu'au moins un des éléments ci-dessous :

- informations sur la conception ou la construction telles que des critères de conception, des caractéristiques assignées fournies par les équipementiers, des schémas ou spécifications des équipements, des études d'ingénierie, des méthodes conformes aux normes de l'industrie (ANSI ou *IEEE*, par exemple), ou une méthode d'ingénierie éprouvée au moyen d'essais ou d'études d'ingénierie ;
- informations sur l'exploitation telles que des résultats d'essai de mise en service, des tests de performance ou des relevés de performances antérieures, lesquels pouvant être complétés par des études techniques.

1.2. La documentation doit être compatible avec le principe selon lequel les *caractéristiques assignées d'une installation* ne dépassent pas la plus restrictive des *caractéristiques assignées d'un équipement* applicables des équipements individuels qui constituent l'*installation.*

M1. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir la documentation qui démontre comment sont établies les *caractéristiques assignées des installations,* conformément à l'exigence E1.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir par écrit une méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* (la « méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* ») des équipements qu'il possède à part entière ou en copropriété qui relient l'emplacement visé en E1 au point de raccordement avec le *propriétaire d'installation de transport*. Cette méthode doit comporter tous les éléments ci-dessous : *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]*

2.1. la méthode servant à établir les *caractéristiques assignées* des équipements dont les *installations* sont constituées doit être compatible avec au moins un des éléments suivants :

- les *caractéristiques assignées* fournies par les équipementiers ou tirées de leurs spécifications (plaques signalétiques, par exemple) ;
- une ou plusieurs normes de l'industrie élaborées suivant un processus ouvert, par exemple celles de l'*Institute of Electrical and Electronics Engineers* (*IEEE*) ou du Conseil international des grands *réseaux* électriques (CIGRÉ) ;
- une pratique éprouvée au moyen d'essais, de relevés de performances antérieures ou d'études d'ingénierie ;

2.2. les hypothèses, critères de conception et méthodes sous-jacents utilisés pour établir les *caractéristiques assignées des équipements* visés à l'alinéa 2.1 de l'exigence E1, y compris le moyen retenu pour tenir compte de chacun des éléments suivants :

2.2.1. les normes en matière d'établissement des *caractéristiques assignées des équipements* ayant servi à l'élaboration de la méthode ;

2.2.2. les *caractéristiques assignées* fournies par les équipementiers ou tirées de leurs spécifications ;

2.2.3. les conditions ambiantes (conditions particulières, conditions moyennes ou conditions variant en temps réel) ;

2.2.4. les limites d'exploitation[1] ;

2.3. un énoncé stipulant que les *caractéristiques assignées d'une installation* doivent respecter la plus restrictive des *caractéristiques assignées d'un équipement* applicables des équipements individuels qui constituent l'*installation* ;

2.4. le processus d'établissement des *caractéristiques assignées* des équipements qui constituent une *installation* :

2.4.1. les équipements à considérer doivent comprendre, sans s'y limiter, les conducteurs, les transformateurs, les dispositifs de protection à relais, les équipements terminaux et les équipements de compensation shunt et série ;

2.4.2. les *caractéristiques assignées* à définir doivent au minimum comprendre les *caractéristiques assignées en situation normale* et les *caractéristiques assignées en situation d'urgence*.

1. Par exemple : déclassement temporaire d'un équipement endommagé, conformément aux pratiques usuelles des services publics.

M2. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir par écrit une méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* tenant compte de tous les éléments énoncés dans les alinéas 2.1 à 2.4 de l'exigence E2.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit avoir par écrit une méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* (la « méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* ») des *installations* qu'il possède à part entière ou en copropriété (à l'exception des *installations* de production visées aux exigences E1 et E2). Cette méthode doit comprendre tous les éléments ci-dessous : *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]*

3.1. la méthode servant à établir les *caractéristiques assignées* des équipements dont les *installations* sont constituées doit être compatible avec au moins un des éléments suivants :

- les *caractéristiques assignées* fournies par les équipementiers ou tirées de leurs spécifications (plaques signalétiques, par exemple) ;
- une ou plusieurs normes de l'industrie élaborées suivant un processus ouvert, par exemple celles de l'*Institute of Electrical and Electronics Engineers* (*IEEE*) ou du Conseil international des grands réseaux électriques (CIGRÉ) ;
- une pratique éprouvée au moyen d'essais, de relevés de performances antérieures ou d'études d'ingénierie.

3.2. les hypothèses, critères de conception et méthodes sous-jacents utilisés pour établir les *caractéristiques assignées des équipements* visés à l'alinéa 3.1 de l'exigence E3, y compris le moyen retenu pour tenir compte de chacun des éléments suivants :

3.2.1. les normes en matière d'établissement des *caractéristiques assignées des équipements* ayant servi à l'élaboration de la méthode ;

3.2.2. les *caractéristiques assignées* fournies par les équipementiers ou tirées de leurs spécifications ;

3.2.3. les conditions ambiantes (conditions particulières, conditions moyennes ou conditions variant en temps réel) ;

3.2.4. les limites d'exploitation[2] ;

3.3. un énoncé stipulant que les *caractéristiques assignées d'une installation* doivent respecter la plus restrictive des *caractéristiques assignées d'un équipement* applicables des équipements individuels qui constituent l'*installation* ;

3.4. le processus d'établissement des *caractéristiques assignées* des équipements qui constituent une *installation* :

3.4.1. les équipements à considérer doivent comprendre, sans s'y limiter, les conducteurs, les transformateurs, les dispositifs de protection à relais, les équipements terminaux et les équipements de compensation shunt et série ;

2. Par exemple : déclassement temporaire d'un équipement endommagé, conformément aux pratiques usuelles des services publics.

3.4.2. les *caractéristiques assignées* à définir doivent au minimum comprendre les *caractéristiques assignées en situation normale* et les *caractéristiques assignées en situation d'urgence.*

M3. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit avoir par écrit une méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* tenant compte de tous les éléments énoncés dans les alinéas 3.1 à 3.4 de l'exigence E3.

E4. Abrogée.

M4. Abrogée.

E5. Abrogée.

M5. Abrogée.

E6. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit avoir pour les *installations* qu'il possède à part entière ou en copropriété des *caractéristiques assignées des installations* compatibles avec sa méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* ou avec la documentation ayant servi à établir les *caractéristiques assignées des installations*. *[Facteur de risque (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]*

M6. Chaque *propriétaire d'installation de transport* ou *propriétaire d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant que les *caractéristiques assignées des installations* qu'il a établies sont compatibles avec sa documentation utilisée pour établir les *caractéristiques assignées de ses installations*, conformément à l'exigence E1, ou compatible avec sa méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations*, conformément aux exigences E2 et E3 (exigence E6).

E7. Abrogée.

M7. Abrogée.

E8. Chaque *propriétaire d'installation de transport* (et chaque *propriétaire d'installation de production* visé par l'exigence E2) doit fournir l'information demandée (pour les *installations* qu'il possède à part entière ou en copropriété qui sont existantes, nouvelles, modifiées ou reclassées) à son ou ses *coordonnateurs de la fiabilité*, *responsables de la planification*, *propriétaires d'installation de transport*, *planificateurs de réseau de transport* et *exploitants de réseau de transport* associés, selon les dispositions énoncées ci-dessous : *[Facteur de risque (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]*

8.1. selon le calendrier établi par les demandeurs :

8.1.1. les *caractéristiques assignées des installations* ;

8.1.2. la désignation de l'équipement le plus restrictif des *installations* ;

8.2. dans un délai de 30 jours civils (ou à une date ultérieure si précisée par le demandeur) pour toute *installation* demandée dont le *courant thermique assigné* restreint l'utilisation d'*installations* soumises à l'autorité du demandeur parce qu'il cause un des effets suivants : 1) une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (*IROL*) ; 2) une limite sur la *capacité totale de transfert* ; 3) un obstacle à la capacité de livraison d'un groupe de production ; 4) un obstacle à l'alimentation d'un centre de consommation important :

8.2.1. la désignation du deuxième équipement existant le plus restrictif de l'*installation* ;

8.2.2. le *courant thermique assigné* de l'équipement visé par l'alinéa 8.2.1 de l'exigence E8.

M8. Chaque *propriétaire d'installation de transport* (et chaque *propriétaire d'installation de production* visé par l'exigence E2) doit avoir des pièces justificatives telles qu'une copie d'une note électronique datée ou une autre pièce justificative comparable attestant qu'il a fourni les *caractéristiques assignées des installations* qu'il a établies ainsi que la désignation de l'équipement restrictif à son ou ses *coordonnateurs de la fiabilité*, *responsables de la planification*, *propriétaires d'installation de transport*, *planificateurs de réseau de transport* et *exploitants de réseau de transport* associés, conformément à l'exigence E8.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

1.2. Processus de surveillance et de mise en application des normes

- Déclaration sur la conformité
- Contrôle ponctuel
- Audit de conformité
- Déclaration de non-conformité
- Enquête sur les non-conformités
- Plainte

1.3. Conservation des données

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête :

- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver la documentation en vigueur (exigence E1) ainsi que toutes les modifications apportées à la documentation qui était en vigueur depuis la dernière période d'audit de conformité pour les mesures M1 et M6.
- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver sa méthode

d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* en vigueur (exigence E2) ainsi que toutes les modifications apportées à la méthode qui était en vigueur depuis la dernière période d'audit de conformité pour les mesures M2 et M6.

- Le *propriétaire d'installation de transport* doit conserver sa méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* en vigueur (exigence E3) ainsi que toutes les modifications apportées à la méthode qui était en vigueur depuis la dernière période d'audit de conformité pour les mesures M3 et M6.
- Le *propriétaire d'installation de transport* et le *propriétaire d'installation de production* doivent conserver les *caractéristiques assignées des installations* en vigueur ainsi que toutes les modifications apportées à ces caractéristiques assignées pendant trois années civiles pour la mesure M6.
- Le *propriétaire d'installation de transport* (et le *propriétaire d'installation de production* visé par l'exigence E2) doit conserver les pièces justificatives pour la mesure M8 pendant trois années civiles.
- Si un *propriétaire d'installation de production* ou un *propriétaire d'installation de transport* est déclaré non-conforme, il doit conserver l'information relative à la non-conformité jusqu'à ce qu'il soit déclaré conforme.
- Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers de conformité ultérieurs.

1.4. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la *norme de fiabilité*.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Sans objet	La documentation du *propriétaire d'installation de production* utilisée pour établir les *caractéristiques assignées des installations* n'a pas traité de l'alinéa 1.1 de l'exigence E1.	La documentation du *propriétaire d'installation de production* utilisée pour établir les *caractéristiques assignées des installations* n'a pas traité de l'alinéa 1.2 de l'exigence E1.	Le *propriétaire d'installation de production* a omis de fournir la documentation utilisée pour établir les *caractéristiques assignées des installations* qu'il a établies.
E2	Le *propriétaire d'installation de production* a omis d'inclure dans sa méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* un des alinéas suivants de l'exigence E2 : • 2.1 ; • 2.2.1 ; • 2.2.2 ; • 2.2.3 ; • 2.2.4.	Le *propriétaire d'installation de production* a omis d'inclure dans sa méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* deux des alinéas suivants de l'exigence E2 : • 2.1 ; • 2.2.1 ; • 2.2.2 ; • 2.2.3 ; • 2.2.4.	La méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* du *propriétaire d'installation de production* ne traite pas de tous les éléments de l'alinéa 2.4 de l'exigence E2. OU Le *propriétaire d'installation de production* a omis d'inclure dans sa méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* trois des alinéas suivants de l'exigence E2 : • 2.1 ; • 2.2.1 ; • 2.2.2 ; • 2.2.3 ; • 2.2.4.	La méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* du *propriétaire d'installation de production* ne stipule pas que les caractéristiques assignées d'une installation doivent être basées sur les caractéristiques assignées d'équipement les plus restrictives, conformément à l'alinéa 2.3 de l'exigence E2. OU Le *propriétaire d'installation de production* a omis d'inclure dans sa méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* quatre ou plus des alinéas suivants de l'exigence E2 : • E2.1 ; • E2.2.1 ; • E2.2.2 ; • E2.2.3 ;

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				• E2.2.4.
E3	Le *propriétaire d'installation de transport* a omis d'inclure dans sa méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* un des alinéas suivants de l'exigence E3 : • 3.1 ; • 3.2.1 ; • 3.2.2 ; • 3.2.3 ; • 3.2.4.	Le *propriétaire d'installation de transport* a omis d'inclure dans sa méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* deux des alinéas suivants de l'exigence E3 : • 3.1 ; • 3.2.1 ; • 3.2.2 ; • 3.2.3 ; • 3.2.4.	La méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* du *propriétaire d'installation de transport* ne traite pas de l'un ou l'autre des alinéas suivants de l'exigence E3 : • 3.4.1 ; • 3.4.2. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a omis d'inclure dans sa méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* trois des alinéas suivants de l'exigence E3 : • 3.1 ; • 3.2.1 ; • 3.2.2 ; • 3.2.3 ; • 3.2.4.	La méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* du *propriétaire d'installation de transport* ne stipule pas que les caractéristiques assignées d'une *installation* doivent être basées sur les caractéristiques assignées d'équipement les plus restrictives, tel que requis à l'alinéa 3.3 de l'exigence E3. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a omis d'inclure dans sa méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* quatre ou plus des alinéas suivants de l'exigence E3 : • 3.1 ; • 3.2.1 ; • 3.2.2 ; • 3.2.3 ; • 3.2.4.
E4 Abrogée.				
E5				

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
Abrogée.				
E6	L'entité responsable a omis d'établir des *caractéristiques assignées des installations* compatibles avec la méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* ou la documentation utilisée pour établir les *caractéristiques assignées des installations* pour 5 % ou moins des *installations* qu'elle possède à part entière ou en copropriété. (E6)	L'entité responsable a omis d'établir des *caractéristiques assignées des installations* compatibles avec la méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* ou la documentation utilisée pour établir les *caractéristiques assignées des installations* pour plus de 5 %, mais au plus 10 %, des *installations* qu'elle possède à part entière ou en copropriété. (E6)	L'entité responsable a omis d'établir des *caractéristiques assignées des installations* compatibles avec la méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* ou la documentation utilisée pour établir les *caractéristiques assignées des installations* pour plus de 10 %, mais au plus 15 %, des *installations* qu'elle possède à part entière ou en copropriété. (E6)	L'entité responsable a omis d'établir des *caractéristiques assignées des installations* compatibles avec la méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* ou la documentation utilisée pour établir les *caractéristiques assignées des installations* pour plus de 15 % des *installations* qu'elle possède à part entière ou en copropriété. (E6)
E7 Abrogée.				
E8	L'entité responsable a fourni les *caractéristiques assignées des installations* qu'il a établies à toutes les entités qui en ont fait la demande, mais il a dépassé les délais fixés d'au plus 15 jours civils. (E8, alinéa 8.1) OU L'entité responsable a fourni moins de 100 %, mais au moins 95 % des	L'entité responsable a fourni les *caractéristiques assignées des installations* qu'il a établies à toutes les entités qui en ont fait la demande, mais il a dépassé les délais fixés de plus de 15 jours civils, mais d'au plus 25 jours civils. (E8, alinéa 8.1) OU L'entité responsable a fourni moins de 95 %, mais au moins 90 % des renseignements	L'entité responsable a fourni les *caractéristiques assignées des installations* qu'il a établies à toutes les entités qui en ont fait la demande, mais il a dépassé les délais fixés de plus de 25 jours civils, mais d'au plus 35 jours civils. (E8, alinéa 8.1) OU L'entité responsable a fourni moins de 90 %, mais au moins 85 % des renseignements	L'entité responsable a fourni les *caractéristiques assignées des installations* qu'il a établies à toutes les entités qui en ont fait la demande, mais il a dépassé les délais fixés de plus de 35 jours civils. (E8, alinéa 8.1) OU L'entité responsable a fourni moins de 85 % des renseignements demandés sur les *caractéristiques*

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
	renseignements demandés sur les *caractéristiques assignées* à toutes les entités qui en ont fait la demande. (E8, alinéa 8.1) OU L'entité responsable a fourni les renseignements demandés sur les *caractéristiques assignées* à l'entité qui en a fait la demande, mais les renseignements ont été fournis avec au plus 15 jours civils de retard. (E8, alinéa 8.2) OU L'entité responsable a fourni moins de 100 %, mais au moins 95 % des renseignements demandés sur les *caractéristiques assignées* aux entités qui en ont fait la demande. (E8, alinéa 8.2)	demandés sur les *caractéristiques assignées* à toutes les entités qui en ont fait la demande. (E8, alinéa 8.1) OU L'entité responsable a fourni les renseignements demandés sur les *caractéristiques assignées* à l'entité qui en a fait la demande, mais elle l'a fait avec plus de 15 jours civils, mais au plus 25 jours civils de retard. (E8, alinéa 8.2) OU L'entité responsable a fourni moins de 95 %, mais au moins 90 % des renseignements demandés sur les *caractéristiques assignées* aux entités qui en ont fait la demande. (E8, alinéa 8.2)	demandés sur les *caractéristiques assignées* à toutes les entités qui en ont fait la demande. (E8, alinéa 8.1) OU L'entité responsable a fourni les renseignements demandés sur les *caractéristiques assignées* à l'entité qui en a fait la demande, mais elle l'a fait avec plus de 25 jours civils, mais au plus 35 jours civils de retard. (E8, alinéa 8.2) OU L'entité responsable a fourni moins de 90 %, mais au moins 85 % des renseignements demandés sur les *caractéristiques assignées* aux entités qui en ont fait la demande. (E8, alinéa 8.2)	*assignées* à toutes les entités qui en ont fait la demande. (E8, alinéa 8.1) OU L'entité responsable a fourni les renseignements demandés sur les *caractéristiques assignées* à l'entité qui en a fait la demande, mais elle l'a fait avec plus de 35 jours civils de retard. (E8, alinéa 8.2) OU L'entité responsable a fourni moins de 85 % des renseignements demandés sur les *caractéristiques assignées* aux entités qui en ont fait la demande. (E8, alinéa 8.2) OU L'entité responsable a omis de fournir les renseignements sur les *caractéristiques assignées* à l'entité qui en a fait la demande. (E8, alinéa 8.1)

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	7 février 2006	Approuvée par le conseil d'administration de la NERC	Nouvelle
1	16 mars 2007	Approuvée par la FERC	Nouvelle
2	12 mai 2010	Approuvée par le conseil d'administration de la NERC	Révision complète, fusion des normes FAC-008-1 et FAC-009-1 dans le cadre du projet 2009-06 et prise en compte des directives de l'ordonnance 693
3	24 mai 2011	Ajout de l'exigence E8	Élargissement du projet 2009-06 pour prendre en compte la troisième directive de l'ordonnance 693
3	24 mai 2011	Adoptée par le conseil d'administration de la NERC	
3	17 novembre 2011	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme FAC-008-3.	
3	17 mai 2012	Ordonnance de la FERC émise exigeant que le facteur de risque de non-conformité associé à l'exigence E2 passe de « Lower » (faible) à « Medium » (moyen).	
3	7 février 2013	E4 et E5 et les éléments associés approuvées par le conseil d'administration de la NERC pour retrait dans le cadre du projet « Paragraph 81 (Project 2013-02) » après l'approbation réglementaire applicable.	
3	21 novembre 2013	Retrait des exigences E4 et E5 et des éléments associés approuvé par la FERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 (Project 2013-02) ».	
4	9 mai 2020	Retrait des exigences E7 et E8 et des éléments associés approuvé par le conseil d'administration de la NERC dans le cadre du projet 2018-03 « Standards Efficiency Review Retirements ».	
4	17 septembre 2020	Renvoi par la FERC (Ordonnance 873)	Retirée

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
5	4 février 2021	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Exigence E8 et les éléments associés restaurés en réponse à l'ordonnance 873 de la FERC.

Annexe FAC-008-5-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme FAC-008-5 — Caractéristiques assignées des installations

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière

2. Numéro : Aucune disposition particulière

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

Fonctions

Aucune disposition particulière

Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : le 10 novembre 2021

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : le 10 novembre 2021

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : le 1er avril 2022

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Processus de surveillance et de mise en application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe

1.3. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
1	10 novembre 2021	Adoption de la nouvelle annexe (D-2021-145)	Nouvelle

A. Introduction

Titre : **Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation**

Numéro : FAC-011-4

Objet : Faire en sorte que les *limites d'exploitation du réseau* (*SOL*) utilisées pour l'exploitation fiable du *système de production-transport d'électricité* (*BES*) soient déterminées selon une ou des méthodes bien définies.

Applicabilité :

1.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1. *Coordonnateur de la fiabilité*

Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre du projet 2015-09.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir une méthode documentée d'établissement des limites *SOL* dans sa *zone de fiabilité*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M1. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, relatifs à la méthode d'établissement des limites *SOL*.

E2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit inclure dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* la marche à suivre par les *exploitants de réseau de transport* pour déterminer quelles *caractéristiques assignées d'installation* fournies par le propriétaire seront utilisées dans l'exploitation, de manière que les *exploitants de réseau de transport* et leur *coordonnateur de la fiabilité* utilisent les mêmes *caractéristiques assignées d'installation.*
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, relatifs à la méthode d'établissement des limites *SOL*, qui traitent des éléments énumérés à l'exigence E2.

E3. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit inclure dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* la marche à suivre par les *exploitants de réseau de transport* pour établir les *limites de tension du réseau* à utiliser dans l'exploitation. Cette marche à suivre doit :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

3.1. exiger qu'à chaque jeu de barres ou poste du *BES* soit associée une *limite de tension du réseau*, à moins que la méthode d'établissement des limites *SOL* permette expressément de soustraire des jeux de barres ou des postes du *BES* à cette exigence ;

3.2. spécifier que les *limites de tension du réseau* doivent respecter les *caractéristiques assignées d'installation* liées à la tension ;

3.3. spécifier que les *limites de tension du réseau* doivent être égales ou supérieures aux réglages des relais du *BES* en service pour les systèmes de délestage en sous-tension et les *programmes de DST* (délestage en sous-tension) ;

3.4. indiquer la *limite de tension du réseau* minimale admissible ;

3.5. définir la marche à suivre pour établir des *limites de tension du réseau* communes partagées par le *coordonnateur de la fiabilité* et ses *exploitants de réseau de transport*, par des *exploitants de réseau de transport* adjacents et par des *coordonnateurs de la fiabilité* adjacents à l'intérieur d'une *Interconnexion.*

M3. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, relatifs à la méthode d'établissement des limites *SOL*, qui traitent des éléments énumérés à l'exigence E3.

E4. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit inclure dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* la marche à suivre pour établir les limites de stabilité à utiliser dans l'exploitation. Cette marche à suivre doit :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

4.1. spécifier les critères de stabilité, y compris leurs marges s'il y a lieu. Ces critères doivent, au minimum, comprendre les suivants :

4.1.1. stabilité en tension en régime permanent ;

4.1.2. réponse aux tensions transitoires ;

4.1.3. stabilité angulaire ; et

4.1.4. amortissement du *réseau* ;

4.2. spécifier que les limites de stabilité doivent être établies en fonction des critères de l'alinéa 4.1 pour les *contingences* à prendre en compte selon l'exigence E5 dans l'établissement des limites de stabilité et qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le *réseau* dans sa portion du *BES* ;

4.3. décrire comment le *coordonnateur de la fiabilité* doit établir les limites de stabilité pour l'éventualité d'un impact sur plusieurs *exploitants de réseau de transport* dans sa *zone de fiabilité* ou d'autres *zones de fiabilité* ;

4.4. décrire comment les limites de stabilité sont établies, en considérant les niveaux de transit, la répartition de la *charge* et de la production et les conditions du *réseau*, y compris tous changements dans la topologie du *réseau* comme des retraits d'*installations* ;

4.5. décrire le niveau de détails requis pour les modèles d'étude – y compris la partie modélisée de la *zone de fiabilité* et les détails de modélisation critiques concernant d'autres *zones de fiabilité* – nécessaire pour établir différents types de limites de stabilité ;

4.6. décrire les utilisations permises des *automatismes de réseau* et d'autres mesures d'atténuation automatiques post*contingence* dans l'établissement des limites de stabilité utilisées dans l'exploitation ;

4.7. stipuler que l'utilisation de programmes de délestage en sous-fréquence (DSF) et de *programmes de DST* (délestage en sous-tension) n'est pas autorisée dans l'établissement des limites de stabilité.

M4. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, relatifs à la méthode d'établissement des limites *SOL*, qui traitent des éléments énumérés à l'exigence E4.

E5. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit indiquer dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* l'ensemble de *contingences* à prendre en compte pour établir les limites de stabilité ainsi que l'ensemble de contingences à prendre en compte dans les *analyses de planification opérationnelle* (*OPA*) et les *évaluations en temps réel* (*RTA*). La méthode d'établissement des limites *SOL* pour chaque ensemble doit :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

5.1. spécifier les *contingences* simples suivantes :

5.1.1. perte de n'importe quel des éléments suivants, soit par *défaut* monophasé à la terre, soit par *défaut* triphasé (selon la condition la plus défavorable) avec *élimination normale du défaut*, ou sans *défaut* :

- groupe de production ;
- circuit de transport ;
- transformateur ;
- élément shunt ; ou
- blocage d'un pôle dans un réseau monopolaire ou bipolaire à courant continu haute tension ;

5.2. spécifier les *contingences* ou types de *contingences* simples ou multiples supplémentaires, s'il y a lieu ;

5.3. décrire la ou les marches à suivre pour déterminer, parmi les *contingences* communiquées par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* selon l'exigence E7 de la norme FAC-014-3, lesquelles, s'il y a lieu, doivent être utilisées pour établir les limites de stabilité.

M5. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, relatifs à la méthode d'établissement des limites *SOL*, qui traitent des éléments énumérés à l'exigence E5.

E6. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit inclure le cadre de comportement suivant dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* afin de permettre de déterminer les dépassements de limite *SOL* pendant la surveillance en *temps réel*, les *évaluations en temps réel* et les *analyses de planification opérationnelle* :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]

6.1. Le comportement du *réseau* en l'absence de *contingence* doit respecter les conditions suivantes :

6.1.1. Les transits en régime permanent dans les *installations* sont maintenus à l'intérieur des *caractéristiques assignées en situation normale* ; cependant, on peut recourir à des *caractéristiques assignées en situation d'urgence* lorsqu'il est possible d'apporter des réglages au *réseau* afin de ramener les transits à l'intérieur des *caractéristiques assignées en situation normale* dans le délai prescrit par ces *caractéristiques assignées en situation d'urgence.*

6.1.2. Les tensions en régime permanent sont maintenues à l'intérieur des *limites de tension du réseau* normales ; cependant, on peut recourir à des *limites de tension du réseau* en situation d'urgence lorsqu'il est possible d'apporter des réglages au *réseau* afin de ramener la tension à l'intérieur des *limites de tension du réseau* normales dans le délai prescrit pour ces *limites de tension du réseau* en situation d'urgence.

6.1.3. Les limites de stabilité préétablies ne sont pas dépassées.

6.1.4. Il ne se produit pas d'instabilité, de *déclenchements en cascade* ou de séparation non commandée ayant un effet nuisible sur la fiabilité du *système de production-transport d'électricité*[1].

6.2. Le comportement du *réseau* pour les *contingences* simples énumérées à l'alinéa 5.1 doit respecter les conditions suivantes :

6.2.1. Les transits post*contingence* en régime permanent dans les *installations* sont maintenus à l'intérieur des *caractéristiques assignées en situation d'urgence* pertinentes. Les transits post*contingence* en régime permanent dans une *installation* ne doivent pas dépasser les *caractéristiques assignées en situation d'urgence* les plus élevées de cette *installation.*

6.2.2. Les tensions post*contingence* en régime permanent sont maintenues à l'intérieur des *limites de tension du réseau* en situation d'urgence.

6.2.3. Les critères de stabilité définis dans la méthode d'établissement des limites *SOL* du *coordonnateur de la fiabilité* sont respectés[1].

6.2.4. Il ne se produit pas d'instabilité, de *déclenchements en cascade* ou de séparation non commandée ayant un effet nuisible sur la fiabilité du *système de production-transport d'électricité*[1].

6.3. Le comportement du réseau pour les *contingences* spécifiées à l'alinéa 5.2 montre qu'il ne se produit pas d'instabilité, de *déclenchements en cascade* ou de séparation non commandée ayant un effet nuisible sur la fiabilité du *système de production-transport d'électricité.*

6.4. Pour déterminer la réponse du *réseau* à toute *contingence* spécifiée à l'exigence E5, le recours à un délestage manuel planifié n'est acceptable qu'après l'application de tous les autres réglages possibles du *réseau.*

M6. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, relatifs à la méthode d'établissement des limites *SOL*, qui traitent des éléments énumérés à l'exigence E6.

1. Les évaluations de stabilité ainsi que les évaluations d'instabilité, de *déclenchements en cascade* et de séparation non commandée peuvent être effectuées au moyen d'évaluations de stabilité en temps réel, de limites de stabilité préétablies ou d'autres techniques d'analyse hors réseau.

E7. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit inclure dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* une démarche axée sur le degré de risque permettant de déterminer comment les dépassements de limite *SOL* constatés dans le cadre de la surveillance en *temps réel* et des *évaluations en temps réel* doivent être communiqués, et les délais à respecter pour cette communication s'il y a lieu. Cette démarche doit inclure :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]

7.1. une exigence qui stipule que les dépassements de limite *SOL* suivants doivent toujours être communiqués, dans un délai spécifié par le *coordonnateur de la fiabilité* :

7.1.1. dépassements de limite *IROL* ;

7.1.2. dépassements de limites *SOL* correspondant à des limites de stabilité ;

7.1.3. dépassements post*contingence* de limites *SOL* associés à un risque validé d'instabilité, de *déclenchements en cascade* et de séparation non commandée ;

7.1.4. dépassements pré*contingence* de limites *SOL* correspondant à des *caractéristiques assignées d'installation* ; et

7.1.5. dépassements pré*contingence* de limites *SOL* correspondant à des *limites de tension du réseau* minimales normales ;

7.2. une exigence qui stipule que les dépassements de limite *SOL* suivants doivent être communiqués, s'ils ne sont pas éliminés dans les 30 minutes, dans un délai spécifié par le *coordonnateur de la fiabilité* :

7.2.1. dépassements post*contingence* de limites *SOL* correspondant à des *caractéristiques assignées d'installation* et à des *limites de tension du réseau* en situation d'urgence ; et

7.2.2. dépassements pré*contingence* de limites *SOL* correspondant à des *limites de tension du réseau* maximales normales.

M7. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, relatifs à la méthode d'établissement des limites *SOL*, qui traitent des éléments énumérés à l'exigence E7.

E8. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit inclure dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]

8.1. une description qui explique comment déterminer le sous-ensemble des limites *SOL* qui constituent des *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (limites *IROL*) ;

8.2. les critères permettant d'établir dans quels cas le dépassement d'une limite *SOL* constitue le dépassement d'une limite *IROL*, et les critères permettant d'établir un délai *IROL* T_v correspondant.

M8. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, relatifs à la méthode d'établissement des limites *SOL*, qui traitent des éléments énumérés à l'exigence E8.

E9. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit transmettre sa méthode d'établissement des limites *SOL* :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

9.1. à chaque *coordonnateur de la fiabilité* qui en fait la demande et indique avoir un besoin en matière de fiabilité, dans les 30 jours suivant cette demande ;

9.2. à chacune des entités suivantes, avant la date d'entrée en vigueur de la méthode d'établissement des limites *SOL* :

9.2.1. chaque *coordonnateur de la fiabilité* adjacent situé dans la même *Interconnexion* ;

9.2.2. chaque *coordonnateur de la planification* et *planificateur de réseau de transport* chargé de la planification pour une partie quelconque de la *zone de fiabilité* ;

9.2.3. chaque *exploitant de réseau de transport* situé dans la *zone de fiabilité* ; et

9.2.4. chaque *coordonnateur de la fiabilité* qui a demandé de recevoir des mises à jour et indiqué avoir un besoin en matière de fiabilité.

M9. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, notamment des courriels avec accusé de réception, des reçus de courrier recommandé ou des messages affichés sur un site Web sécurisé avec notifications.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité : Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives : Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité responsable doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

- Le coordonnateur de la fiabilité doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant la conformité avec les exigences E1 à E9 pour l'année en cours, plus les 12 mois civils précédents.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes : Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la *norme de fiabilité*.

Niveaux de gravité de la non-conformité

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'avait pas une méthode documentée d'établissement des limites *SOL* dans sa *zone de fiabilité*.
E2.	Sans objet	Sans objet	Le *coordonnateur de la fiabilité* a inclus dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* la marche à suivre par les *exploitants de réseau de transport* pour déterminer quelles *caractéristiques assignées d'installation* fournies par le propriétaire sont à utiliser dans l'exploitation, mais la méthode ne faisait pas en sorte que les mêmes *caractéristiques assignées d'installation* soient utilisées par le *coordonnateur de la fiabilité* et les *exploitants de réseau de transport* de sa *zone de fiabilité*.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas inclus dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* la marche à suivre par les *exploitants de réseau de transport* pour déterminer quelles *caractéristiques assignées d'installation* fournies par le propriétaire sont à utiliser dans l'exploitation.
E3.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites *SOL* un des alinéas de l'exigence E3.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites *SOL* deux des alinéas de l'exigence E3.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites *SOL* trois des alinéas de l'exigence E3.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites *SOL* au moins quatre des alinéas de l'exigence E3.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites *SOL* un des alinéas de l'exigence E4.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites *SOL* deux des alinéas de l'exigence E4.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites *SOL* trois des alinéas de l'exigence E4.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites *SOL* au moins quatre des alinéas de l'exigence E4.
E5.	Sans objet	Sans objet	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites *SOL* un des alinéas 5.2 ou 5.3 de l'exigence E5.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites *SOL* l'alinéa 5.1 de l'exigence E5. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites *SOL* les alinéas 5.2 et 5.3 de l'exigence E5.
E6.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites *SOL* un des alinéas de l'exigence E6.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites *SOL* deux des alinéas de l'exigence E6.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites *SOL* trois des alinéas de l'exigence E6.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites *SOL* les quatre alinéas de l'exigence E6.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E7.	Sans objet	Le *coordonnateur de la fiabilité* a inclus dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* une démarche axée sur le degré de risque permettant de décider comment les dépassements de limite *SOL* constatés dans le cadre de la surveillance en *temps réel* et des *évaluations en temps réel* doivent être communiqués et selon quelle priorisation, mais a omis d'inclure un des alinéas 7.2.1 à 7.2.2.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a inclus dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* une démarche axée sur le degré de risque permettant de décider comment les dépassements de limite *SOL* constatés dans le cadre de la surveillance en *temps réel* et des *évaluations en temps réel* doivent être communiqués et selon quelle priorisation, mais a omis d'inclure un des alinéas 7.1.1 à 7.1.5.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas inclus dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* une démarche axée sur le degré de risque permettant de décider comment les dépassements de limite *SOL* constatés dans le cadre de la surveillance en *temps réel* et des *évaluations en temps réel* doivent être communiqués et selon quelle priorisation.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E8.	Sans objet	Sans objet	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis d'inclure l'alinéa 8.1 (description expliquant comment déterminer le sous-ensemble des limites *SOL* qui constituent des limites *IROL*) dans sa méthode d'établissement des limites *SOL*. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis d'inclure l'alinéa 8.2 (critères permettant d'établir dans quels cas le dépassement d'une limite *SOL* constitue le dépassement d'une limite *IROL*) dans sa méthode d'établissement des limites *SOL*. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis d'inclure l'alinéa 8.2 (critères permettant d'établir un délai *IROL* T_v correspondant) dans sa méthode d'établissement des limites *SOL*.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a inclus aucun des alinéas 8.1 et 8.2 dans sa méthode d'établissement des limites *SOL*.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E9.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis de transmettre sa méthode d'établissement des limites *SOL* nouvelle ou révisée à une des entités spécifiées à l'alinéa 9.2 de l'exigence E9 avant sa date d'entrée en vigueur. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* a transmis sa méthode d'établissement des limites *SOL* nouvelle ou révisée à un *coordonnateur de la fiabilité* qui en a fait la demande, conformément à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9, mais avec un retard d'au plus 10 jours civils.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis de transmettre sa méthode d'établissement des limites *SOL* nouvelle ou révisée à deux des entités spécifiées à l'alinéa 9.2 de l'exigence E9 avant sa date d'entrée en vigueur. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* a transmis sa méthode d'établissement des limites *SOL* nouvelle ou révisée à un *coordonnateur de la fiabilité* qui en a fait la demande, conformément à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9, mais avec un retard de plus de 10 jours civils et d'au plus 20 jours civils.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis de transmettre sa méthode d'établissement des limites *SOL* nouvelle ou révisée à trois des entités spécifiées à l'alinéa 9.2 de l'exigence E9 avant sa date d'entrée en vigueur. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* a transmis sa méthode d'établissement des limites *SOL* nouvelle ou révisée à un *coordonnateur de la fiabilité* qui en a fait la demande, conformément à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9, mais avec un retard de plus de 20 jours civils et d'au plus 30 jours civils.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis de transmettre sa méthode d'établissement des limites *SOL* nouvelle ou révisée à au moins quatre des entités spécifiées à l'alinéa 9.2 de l'exigence E9 avant sa date d'entrée en vigueur. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis de transmettre sa méthode d'établissement des limites *SOL* nouvelle ou révisée à une ou plusieurs des entités spécifiées à l'alinéa 9.2 de l'exigence E9. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* a transmis sa méthode d'établissement des limites *SOL* nouvelle ou révisée à un *coordonnateur de la fiabilité* qui en a fait la demande, conformément à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9, mais avec un retard de plus de 30 jours civils. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis de transmettre sa méthode d'établissement des limites *SOL* nouvelle ou révisée à un *coordonnateur de la fiabilité* qui en a fait la demande, conformément à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9.

D. Différences régionales

Aucune

E. Documents connexes

Plan de mise en œuvre

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1er novembre 2006	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Nouvelle norme
2		Changement de la date d'entrée en vigueur pour le 1er octobre 2008. Remplacement de « Cascading Outage » par « Cascading ». Remplacement de « Levels of Non-compliance » par « Violation Severity Levels ». Correction de la note de bas de page 1 afin qu'elle renvoie vers la norme FAC-011 plutôt que la norme FAC-010.	Révision
2	24 juin 2008	Adoption par le conseil d'administration de la NERC : ordonnance 705 de la FERC.	Révision
2	22 janvier 2010	Mise à jour de la date d'entrée en vigueur et du pied de page pour le 29 avril 2009 en fonction de l'ordonnance de la FERC du 20 mars 2009.	Mise à jour
2	7 février 2013	Approbation du retrait de l'exigence E5 et des éléments associés par le conseil d'administration de la NERC dans le cadre du projet « Paragraph 81» (projet 2013-02). En attente d'approbation réglementaire.	
2	21 novembre 2013	Approbation du retrait de l'exigence E5 et des éléments associés par la FERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (projet 2013-02).	
2	24 février 2014	Mise à jour des VSL en fonction de l'approbation du 24 juin 2013.	

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
3	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Remplacement dans la version anglaise des termes « Special Protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »
3	19 novembre 2015	Ordonnance de la FERC approuvant la norme FAC-011-3 (dossier RM15-13-000).	
4	13 mai 2021	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
4	4 mars 2022	Lettre d'ordonnance de la FERC approuvant le dossier RD22-2-000.	
4	4 mars 2022	Date d'entrée en vigueur de la norme.	1er avril 2024

Annexe FAC-011-4-QC-3
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme FAC-011-4 – Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité : Dans l'application de cette norme, toute référence au terme « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

Les *installations* visées par cette norme sont les *installations* du *réseau de transport principal* (*RTP*).

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1. Aucune disposition particulière.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 20 juin 2024

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 15 septembre 2026

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec : 1er octobre 2026

B. Exigences et mesures

Dispositions particulières applicables à l'exigence E4.7 :

L'exigence E4.7 est modifiée comme suit :

E4.7 stipuler que l'utilisation de *programmes de DST* (délestage en sous-tension) n'est pas autorisée dans l'établissement des limites de stabilité.

Dispositions particulières applicables à l'exigence E5.1.1 :

Les *installations* suivantes sont exemptées de l'application du *défaut* triphasé :

- Les *installations* du *RTP*, de moins de 230kV, qui n'ont pas connu de modification substantielle après le 1er janvier 2019. Cette disposition particulière sera maintenue pendant une durée de quinze (15) ans, débutant le 16 juin 2021.
- Les *installations* du *RTP* des propriétaires d'installation de production à vocation industrielle (PVI) , de 230kV et plus, qui n'ont pas connu de modification substantielle après le 1er janvier 2019. Cette disposition particulière sera maintenue pendant une durée de huit (8) ans, débutant le 16 juin 2021.

- Les *installations* du *RTP*, de 230 kV et plus, qui sont raccordées aux *installations* des PVI. Cette disposition particulière sera maintenue pendant une durée de huit (8) ans, débutant le 16 juin 2021.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

Niveau de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	20 juin 2024	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2024-060.	Nouvelle
2	4 juin 2025	Modification de la disposition particulière E5.1.1 en suivi des décisions D-2024-089 et D-2025-061.	Révision
3	15 septembre 2026	Modification de la disposition particulière E5.1.1 en suivi de la décision D-2026-104.	Révision

A. Introduction

1. **Titre :** **Établir et communiquer les limites d'exploitation du réseau**

2. **Numéro :** FAC-014-3

3. **Objet :** Faire en sorte que les *limites d'exploitation du réseau* (*SOL*) utilisées pour assurer l'exploitation fiable du *système de production-transport d'électricité* (*BES*) soient déterminées selon une ou plusieurs méthodes dûment établies et que les critères de l'*évaluation de la planification* soient coordonnés avec ces méthodes.

4. **Applicabilité :**

   4.1. Entités fonctionnelles :

   4.1.1. *Coordonnateur de la planification*

   4.1.2. *Coordonnateur de la fiabilité*

   4.1.3. *Exploitant de réseau de transport*

   4.1.4. *Planificateur de réseau de transport*

5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre du projet 2015-09.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit établir des *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (*IROL*) pour sa *zone de fiabilité* conformément à sa méthode d'établissement des limites *SOL.*
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]

M1. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que le *coordonnateur de la fiabilité* a établi des limites *IROL* conformément à sa méthode d'établissement des limites *SOL*.

E2. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit établir, pour sa partie de la *zone de fiabilité*, des *limites d'exploitation du réseau (SOL)* conformément à la méthode d'établissement des limites *SOL* de son *coordonnateur de la fiabilité.*
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que l'*exploitant de réseau de transport* a établi des limites *SOL* conformément à la méthode d'établissement des limites *SOL* de son *coordonnateur de la fiabilité*.

E3. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit transmettre ses limites *SOL* à son *coordonnateur de la fiabilité.*
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M3. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que l'*exploitant de réseau de transport* a transmis ses limites *SOL*.

E4. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit établir des limites de stabilité lorsqu'une instabilité détectée touche des *zones de fiabilité* adjacentes ou au moins deux *exploitants de réseau de transport* dans sa *zone de fiabilité*, conformément à sa méthode d'établissement des limites *SOL.*
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]

M4. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que le *coordonnateur de la fiabilité* a établi les limites de stabilité conformément à l'exigence E4.

E5. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit transmettre :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

5.1. à chaque *coordonnateur de la planification* et à chaque *planificateur de réseau de transport* dans sa *zone de fiabilité*, les limites *SOL* de sa *zone de fiabilité* (y compris le sous-ensemble des limites *SOL* constitué des limites *IROL*), au moins une fois tous les douze mois civils ;
[Horizon : planification de l'exploitation]

5.2. à chaque *coordonnateur de la planification* touché et à chaque *planificateur de réseau de transport* touché de sa *zone de fiabilité*, les informations suivantes pour chaque limite de stabilité établie et chaque limite *IROL* établie, au moins une fois tous les douze mois civils :
[Horizon : planification de l'exploitation]

5.2.1. la valeur de la limite de stabilité ou de la limite *IROL* ;

5.2.2. les *installations* désignées comme essentielles dans l'établissement de la limite de stabilité ou de la limite *IROL* ;

5.2.3. le délai *IROL* T_v correspondant à toute limite *IROL* ;

5.2.4. la ou les *contingences* critiques correspondantes ;

5.2.5. une description des conditions du réseau associées à la limite de stabilité ou à la limite *IROL* ; et

5.2.6. le type de restriction représentée par la limite de stabilité ou la limite *IROL* (effondrement de tension, stabilité angulaire, etc.) ;

5.3. à chaque *exploitant de réseau de transport* touché de sa *zone de fiabilité*, la valeur des limites de stabilité établies selon l'exigence E4 et de chaque limite *IROL* établie selon l'exigence E1, dans un délai convenu d'un commun accord pour l'inclusion de ces valeurs dans les *analyses de planification opérationnelle*, la surveillance en *temps réel* et les *évaluations en temps réel* de l'*exploitant de réseau de transport* ;
[Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

5.4. à chaque *exploitant de réseau de transport* touché de sa *zone de fiabilité*, les éléments d'information spécifiés aux alinéas 5.2.2 à 5.2.6 de l'exigence E5 pour chaque limite de stabilité établie et chaque limite *IROL* établie, ainsi que toute mise à jour de ces informations, dans un délai convenu d'un commun accord pour l'inclusion de cette information dans les *analyses de planification opérationnelle* de l'*exploitant de réseau de transport* ;
[Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

5.5. à chaque *exploitant de réseau de transport* de sa *zone de fiabilité* qui en fait la demande, l'information demandée sur les limites *SOL* de sa *zone de fiabilité*, selon un calendrier établi d'un commun accord ;
[Horizon : planification de l'exploitation]

5.6. à chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* touché de sa *zone de fiabilité*, une liste de leurs *installations* désignées comme essentielles dans l'établissement d'une limite *IROL* et des contingences critiques correspondantes, au moins une fois tous les douze mois civils.
[Horizon : planification de l'exploitation]

M5. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés en format papier ou électronique, messages affichés sur un site Web sécurisé ou autres justificatifs électroniques attestant que le *coordonnateur de la fiabilité* a transmis l'information conformément à l'exigence E5.

E6. Chaque *coordonnateur de la planification* et chaque *planificateur de réseau de transport* doit mettre en place un processus documenté en vue d'utiliser dans son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme* des *caractéristiques assignées d'installation*, des limites de tension du *réseau* en régime permanent et des critères de stabilité qui sont au moins aussi limitatifs que les *caractéristiques assignées d'installation*, les *limites de tension du réseau* et les critères de stabilité indiqués dans la méthode d'établissement des limites *SOL* de son *coordonnateur de la fiabilité.*
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

- Le *coordonnateur de la planification* peut utiliser des *caractéristiques assignées d'installation*, des limites de tension du *réseau* en régime permanent et des critères de stabilité moins limitatifs s'il présente une justification technique à chaque *planificateur de réseau de transport*, *exploitant de réseau de transport* et *coordonnateur de la fiabilité* touché.
- Le *planificateur de réseau de transport* peut utiliser des *caractéristiques assignées d'installation*, des limites de tension du *réseau* en régime permanent et des critères de stabilité moins limitatifs s'il présente une justification technique à chaque *coordonnateur de la planification*, *exploitant de réseau de transport* et *coordonnateur de la fiabilité* touché.

M6. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport* ont mis en œuvre leur processus documenté conformément à l'exigence E6.

E7. Chaque *coordonnateur de la planification* et chaque *planificateur de réseau de transport* doit communiquer annuellement à chaque *exploitant de réseau de transport* et *coordonnateur de la fiabilité* touché les éléments d'information suivants pour les *plans d'actions correctives* visant à corriger toute instabilité détectée dans le cadre de son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*. Cette communication doit inclure : *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]*

7.1. le *plan d'actions correctives* visant à corriger l'instabilité détectée, y compris toute commande automatique ou intervention de répartiteur (comme les *automatismes de réseau*, le délestage en sous-tension ou toute *procédure d'exploitation*) ;

7.2. le type d'instabilité visé par le *plan d'actions correctives* (par exemple, une instabilité de tension en régime permanent ou transitoire, une instabilité angulaire y compris le décrochage d'un groupe de production ou un amortissement inacceptable) ;

7.3. le non-respect des critères de stabilité pour lequel le *plan d'actions correctives* est requis (par exemple, un non-respect des critères de réponse aux tensions transitoires ou de taux d'amortissement) ;

7.4. la ou les *contingences* d'événement de planification associées à l'instabilité détectée pour laquelle le *plan d'actions correctives* est requis ;

7.5. les conditions de *réseau* et les *installations* associées à l'instabilité détectée pour laquelle le *plan d'actions correctives* est requis.

M7. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport* ont communiqué l'information conformément à l'exigence E7.

E8. Chaque *coordonnateur de la planification* et *chaque planificateur de réseau de transport* doit communiquer annuellement à chacun des *propriétaires d'installation de transport* et des *propriétaires d'installation de production* touchés une liste de leurs *installations* en cause dans la ou les *contingences* d'événement de planification qui entraîneraient une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du *BES*, d'après son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme.*
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

M8. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport* ont communiqué l'information conformément à l'exigence E8.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité responsable doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

- Le *coordonnateur de la fiabilité*, l'*exploitant de réseau de transport*, le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* doivent conserver les données ou les pièces justificatives attestant la conformité avec les exigences E1 à E8 pour l'année en cours, plus les 12 mois civils précédents.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la *norme de fiabilité*.

Niveaux de gravité de la non-conformité

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas établi de *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (*IROL*) pour sa *zone de fiabilité* conformément à sa méthode d'établissement des limites *SOL*.
E2.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas établi de limites *SOL* pour sa partie de la *zone de fiabilité* conformément à la méthode d'établissement des limites *SOL* de son *coordonnateur de la fiabilité.*
E3.	Sans objet	Sans objet	L'*exploitant de réseau de transport* a transmis ses limites *SOL* à son *coordonnateur de la fiabilité*, mais ne l'a pas fait selon la fréquence requise par le *coordonnateur de la fiabilité* pour remplir ses fonctions de fiabilité.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas transmis ses limites *SOL* à son *coordonnateur de la fiabilité*.
E4.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas établi les limites de stabilité à utiliser en exploitation lorsque ces limites touchent un *coordonnateur de la fiabilité* adjacent ou au moins deux *exploitants de réseau de transport* dans sa *zone de fiabilité*, conformément à sa méthode d'établissement des limites *SOL*.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis de transmettre un des éléments spécifiés aux alinéas 5.1 à 5.6 de l'exigence E5.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis de transmettre deux des éléments spécifiés aux alinéas 5.1 à 5.6 de l'exigence E5.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis de transmettre trois des éléments spécifiés aux alinéas 5.1 à 5.6 de l'exigence E5.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis de transmettre au moins quatre des éléments spécifiés aux alinéas 5.1 à 5.6 de l'exigence E5.
E6.	Sans objet	Sans objet	Un *coordonnateur de la planification* ou un *planificateur de réseau de transport* a utilisé des *caractéristiques assignées d'installation*, des limites de tension du *réseau* en régime permanent ou des critères de stabilité moins limitatifs que les *caractéristiques assignées d'installation*, les limites de tension du *réseau* ou les critères de stabilité indiqués dans la méthode d'établissement des limites *SOL* de son *coordonnateur de la fiabilité*, sans présenter de justification technique à l'appui de cette utilisation de valeurs moins limitatives.	Un *coordonnateur de la planification* ou un *planificateur de réseau de transport* n'a pas mis en place un processus visant à ce que les *caractéristiques assignées d'installation*, les limites de tension du *réseau* en régime permanent et les critères de stabilité utilisées pour l'*évaluation de la planification* soient au moins aussi limitatifs que les *caractéristiques assignées d'installation*, les *limites de tension du réseau* et les critères de stabilité indiqués dans la méthode d'établissement des limites *SOL* de son *coordonnateur de la fiabilité*.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E7.	Un *coordonnateur de la planification* ou un *planificateur de réseau de transport* a communiqué une instabilité détectée à chaque *coordonnateur de la fiabilité* et *exploitant de réseau de transport* touché, mais en omettant un des éléments d'information spécifiés aux alinéas 7.1 à 7.5 de l'exigence E7.	Un *coordonnateur de la planification* ou un *planificateur de réseau de transport* a communiqué une instabilité détectée à chaque *coordonnateur de la fiabilité* et *exploitant de réseau de transport* touché, mais en omettant deux des éléments d'information spécifiés aux alinéas 7.1 à 7.5 de l'exigence E7.	Un *coordonnateur de la planification* ou un *planificateur de réseau de transport* a communiqué une instabilité détectée à chaque *coordonnateur de la fiabilité* et *exploitant de réseau de transport* touché, mais en omettant trois des éléments d'information spécifiés aux alinéas 7.1 à 7.5 de l'exigence E7.	Un *coordonnateur de la planification* ou un *planificateur de réseau de transport* a communiqué une instabilité détectée à chaque *coordonnateur de la fiabilité* et *exploitant de réseau de transport* touché, mais en omettant au moins quatre des éléments d'information spécifiés aux alinéas 7.1 à 7.5 de l'exigence E7. OU Un *coordonnateur de la planification* ou un *planificateur de réseau de transport* a omis de communiquer une instabilité détectée à chaque *coordonnateur de la fiabilité* et *exploitant de réseau de transport* touché.
E8.			Un *coordonnateur de la planification* ou un *planificateur de réseau de transport* a communiqué les informations relatives à une instabilité, à des *déclenchements en cascade* ou à une séparation non commandée prescrites dans l'exigence E8 aux *propriétaires d'installation de transport* et aux *propriétaire d'installation de production* touchés, mais ne l'a pas fait annuellement.	Un *coordonnateur de la planification* ou un *planificateur de réseau de transport* a omis de communiquer les informations relatives à une instabilité, à des *déclenchements en cascade* ou à une séparation non commandée prescrites dans l'exigence E8 aux *propriétaires d'installation de transport* et aux *propriétaire d'installation de production* touchés.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Plan de mise en œuvre

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1er novembre 2006	Adoption par le Conseil d'administration	Nouveau document
2		Date d'entrée en vigueur changée pour le 1er janvier 2009 Remplacement des niveaux de non-conformité par les niveaux de gravité de la non-conformité	Révision
2	24 juin 2008	Adoption par le Conseil d'administration : ordonnance de la FERC	Révision
2	22 janvier 2010	Mise à jour de la date d'entrée en vigueur et du pied de page au 29 avril 2009 selon l'ordonnance de la FERC du 20 mars 2009	Mise à jour
2	29 avril 2015 – 23 juillet 2015	Désignation erronée du *TOP* comme fonction applicable dans l'exigence E5. 23 juillet 2015 : correction de l'exigence E5 (*RC*, *PA* et *TP*).	Révision
3	13 mai 2021	Adoption par le Conseil d'administration	Révision
3	4 mars 2022	Lettre d'ordonnance de la FERC approuvant le dossier RD22-2-000.	
3	4 mars 2022	Date d'entrée en vigueur de la norme	1er avril 2024

Annexe FAC-014-3-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme FAC-014-3 – Établir et communiquer les limites d'exploitation du réseau

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité : Dans l'application de cette norme, toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » *ou* « *RTP* » respectivement.

Les installations visées par cette norme sont les installations du *réseau de transport principal* (*RTP*).

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 20 juin 2024

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 20 juin 2024

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec : 1er octobre 2026

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
E1 à E5	Chaque entité responsable doit se conformer aux exigences E1 à E5	1er octobre 2026
E6	Chaque entité responsable doit mettre en œuvre l'exigence E6	Lorsqu'il entreprend un nouveau cycle d'études à l'appui de son *évaluation de la planification* après le 1er octobre 2026.
E7 et E8	Chaque entité responsable doit se conformer aux exigences E7 et E8	Dans un délai d'un an à compter du 1er octobre 2026.

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Interprétations

Aucune disposition particulière.

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	20 juin 2024	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2024-060.	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** **Évaluation des transactions d'échange**
2. **Numéro :** INT-006-5
3. **Objet :** Faire en sorte que les entités responsables conduisent une étude de fiabilité pour chaque *échange convenu* avant sa mise en œuvre.
4. **Applicabilité :**
   - **4.1.** *Responsable de l'équilibrage*
   - **4.2.** *Fournisseur de service de transport*
5. **Date d'entrée en vigueur :**

   Voir le plan de mise en oeuvre.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit approuver ou refuser, avant l'expiration du délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1, chaque *échange convenu* soumis à temps ou *échange convenu* d'urgence qu'il reçoit. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : Planification de l'exploitation, exploitation du jour même et exploitation en temps réel]*

1.1. Chaque *responsable de l'équilibrage producteur* et *responsable de l'équilibrage consommateur* doit refuser *l'échange convenu* ou réduire l'*échange confirmé* s'il ne prévoit pas être capable de soutenir l'ampleur de l'échange, y compris la rampe, pendant toute la durée de l'*échange convenu*.

1.2. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit refuser *l'échange convenu* ou réduire *l'échange confirmé* si le chemin programmé (connectivité appropriée des *responsables de l'équilibrage adjacents*) entre lui et ses *responsables de l'équilibrage adjacents* n'est pas valide.

M1. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit avoir des pièces justificatives (par exemple des journaux électroniques horodatés ou autre pièce justificative) attestant qu'il a répondu à chaque demande d'approbation de conversion d'un *échange convenu* en *échange confirmé* dans le délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1. (E1)

E2. Chaque *fournisseur de service de transport* doit approuver ou refuser, avant l'expiration du délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1, chaque *échange convenu* soumis à temps ou *échange convenu* d'urgence qu'il reçoit. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : Planification de l'exploitation du jour même et exploitation en temps réel]*

2.1. Chaque *fournisseur de service de transport* doit refuser l'*échange convenu* ou réduire l'*échange confirmé* si le chemin de transport (connectivité adéquate des *fournisseurs de service de transport* adjacents) entre celui-ci et ses *fournisseurs de service de transport* adjacents n'est pas valide.

M2. Chaque *fournisseur de service de transport* doit avoir des pièces justificatives (par exemple des journaux électroniques horodatés, études, ou autre pièce justificative) attestant qu'il a répondu, dans le délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1, à chaque *échange convenu* ou *échange convenu* d'urgence. Si le chemin de transport entre le *fournisseur de services de transport* et ses *fournisseurs de services de transport* adjacents n'est pas valide, le *fournisseur de service de transport* doit avoir des pièces justificatives (par exemple des journaux électroniques horodatés, études ou autre pièce justificative) qu'il a refusé l'*échange convenu* ou qu'il a réduit l'*échange confirmé*. (E2)

E3. Le *responsable de l'équilibrage producteur* et le *responsable de l'équilibrage consommateur* qui reçoivent un *échange convenu d'ajustement de fiabilité* doivent l'approuver ou le refuser avant l'expiration du délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : Planification de l'exploitation, exploitation du jour même et exploitation en temps réel]*

M3. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir des pièces justificatives (par exemple des journaux électroniques horodatés, études, ou autre pièce justificative) attestant qu'après avoir reçu un *échange convenu d'ajustement de fiabilité*, il a approuvé ou refusé l'échange.

E4. Abrogée.

M4. Abrogée.

E5. Abrogée.

M5. Abrogée.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Entité régionale

1.2. Conservation des pièces justificatives

Le *responsable de l'équilibrage* et le *fournisseur de service de transport* doivent chacun conserver les données ou pièces justificatives de conformité selon les indications ci-après, à moins que leur *responsable des mesures pour assurer la conformité* (CEA) leur demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le CEA peut demander à l'entité de fournir des pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

- Le *responsable de l'équilibrage* doit conserver des pièces justificatives attestant la conformité aux exigences E1 et E3 pendant les trois mois civils les plus récents, plus le mois courant.
- Le *fournisseur de service de transport* doit conserver des pièces justificatives attestant la conformité à l'exigence E2 pendant les trois mois civils les plus récents, plus le mois courant.
- Si un *responsable de l'équilibrage* ou un *fournisseur de service de transport* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit jugé conforme.

Le *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquêtes de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

E#	Horizon de temps	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	Planification de l'exploitation, exploitation du jour même, exploitation en temps réel	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *responsable de l'équilibrage* recevant un *échange convenu* soumis à temps ou un *échange convenu* d'urgence, ne l'a pas approuvé ou refusé avant l'expiration du délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1. OU Le *responsable de l'équilibrage producteur* ou *consommateur* ne prévoyait pas être capable de soutenir l'ampleur de l'échange, y compris la rampe, pendant toute la durée de l'*échange convenu*, mais n'a pas refusé l'*échange convenu* ou réduit l'*échange confirmé*. OU Le *chemin programmé* entre le *responsable de l'équilibrage* et ses *responsable de l'équilibrage adjacents* n'était pas valide, et le *responsable de l'équilibrage* n'a pas refusé l'*échange convenu* ni réduit l'*échange confirmé*.

E#	Horizon de temps	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E2	Planification de l'exploitation, exploitation du jour même, exploitation en temps réel	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *fournisseur de service de transport* recevant un *échange convenu* soumis à temps ou un *échange convenu* d'urgence ne l'a pas approuvé ou refusé avant l'expiration du délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1. OU Le chemin de transport entre le *fournisseur de service de transport* et ses *fournisseurs de service de transport* adjacents n'était pas valide, et le *fournisseur de service de transport* n'a pas refusé l'*échange convenu* ni réduit l'*échange confirmé*.
E3	Planification de l'exploitation, exploitation du jour même, exploitation en temps réel	Faible	Sans objet	Sans objet	Le *responsable de l'équilibrage producteur* ou le *responsable de l'équilibrage consommateur* recevant un *échange convenu d'ajustement de fiabilité* l'a refusé avant l'expiration du délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1.	Le *responsable de l'équilibrage producteur* ou *responsable de l'équilibrage consommateur* recevant un *échange convenu d'ajustement de fiabilité*, ne l'a pas approuvé ou refusé avant l'expiration du délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1.
E4 Abrogée.						

E#	Horizon de temps	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E5 Abrogée.						

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

Aucun.

Annexe 1 – Tableaux des délais

Exigences en matière de délais pour toutes les *Interconnexions*, à l'exception du WECC

Si l'*échange convenu* est soumis[1]	Catégorie de temps	A	B	C	D
		Le BA consommateur communique initialement l'information sur l'*échange convenu*[2]	Le BA et le TSP effectuent des analyses de fiabilité	Compilation et communication de l'état[2]	Le *BA* prépare l'*échange confirmé* pour la mise en œuvre
> 1 h après l'heure du début de l'*échange*	Après le fait		Les entités ont 2 h pour répondre		S. O.
< 15 min avant le début de la rampe et ≤ 1 h après l'heure du	En retard		Les entités ont 10 min pour répondre		≤ 3 min après la réception de l'*échange confirmé*

1. Les catégories de temps et les échéances s'appliquent à la soumission initiale d'un *échange convenu* et à toute modification subséquente à celui-ci.
2. Voir le document NAESB WEQ004. Les délais sont maintenus dans les tableaux du NAESB, mais ont été omis ici puisque les exigences n'y font pas renvoi.

Si l'*échange convenu* est soumis[1]	Catégorie de temps	A	B	C	D
		Le BA consommateur communique initialement l'information sur l'*échange convenu*[2]	Le BA et le TSP effectuent des analyses de fiabilité	Compilation et communication de l'état[2]	Le *BA* prépare l'*échange confirmé* pour la mise en œuvre
début de l'*échange*					
< 1 h et ≥ 15 min avant le début de la rampe	À temps		≤ 10 min après la réception de l'*échange convenu*		≥ 3 min avant le début de la rampe
≥ 1 h et < 4 h avant le début de la rampe	À temps		≤ 20 min après la réception de l'*échange convenu*		≥ 39 min avant le début de la rampe
≥ 4 h avant le début de la rampe	À temps		≤ 2 h après la réception de l'*échange convenu*		≥ 1 h 58 min avant le début de la rampe

Annexe 1 – Tableaux des délais

Exigences en matière de délais pour le WECC

Si l'*échange convenu* est soumis[3]	Catégorie de temps	A	B	C	D
		Le BA consommateur communique initialement l'information sur l'*échange convenu*[4]	Le BA et le TSP effectuent des analyses de fiabilité	Compilation et communication de l'état[4]	Le BA prépare l'*échange confirmé* pour la mise en œuvre
> 1 h après l'heure du début	Après le fait		Les entités ont 2 h pour répondre		S.O.

3. Les catégories de temps et les échéances s'appliquent à la soumission initiale d'un échange convenu et à toute modification subséquente à celui-ci..
4. Voir le document NAESB WEQ004. Les délais sont maintenus dans les tableaux du NAESB, mais ont été omis ici puisque les exigences n'y font pas renvoi.

Si l'*échange convenu* est soumis[3]	Catégorie de temps	A	B	C	D
		Le BA consommateur communique initialement l'information sur l'*échange convenu*[4]	**Le BA et le TSP effectuent des analyses de fiabilité**	**Compilation et communication de l'état[4]**	**Le BA prépare l'*échange confirmé* pour la mise en œuvre**
< 10 min avant le début de la rampe et ≤ 1 h après le début de la transaction si celui-ci coïncide avec le début de l'heure	En retard		Les entités ont 10 min pour répondre		≤ 3 min après la réception de l'*échange confirmé*
< 15 min avant le début de la rampe et ≤ 1 h après le début de la transaction si celui-ci ne coïncide pas avec le début de l'heure	En retard		Les entités ont 10 min pour répondre		≤ 3 min après la réception de l'*échange confirmé*
10 min avant le début de la rampe si le début de la transaction coïncide avec le début de l'heure	À temps		≤ 5 min après la réception de l'*échange convenu*		≥ 3 min avant le début de la rampe
11 min avant le début de la rampe si le début de la transaction coïncide avec le début de l'heure	À temps		≤ 6 min après la réception de l'*échange convenu*		≥ 3 min avant le début de la rampe
12 min avant le début de la rampe si le début de la transaction coïncide avec le début de l'heure	À temps		≤ 7 min après la réception de l'*échange convenu*		≥ 3 min avant le début de la rampe
13 min avant le début de la rampe si le début de la transaction coïncide avec le début de l'heure	À temps		≤ 8 min après la réception de l'*échange convenu*		≥ 3 min avant le début de la rampe

Si l'*échange convenu* est soumis[3]	**Catégorie de temps**	**A**	**B**	**C**	**D**
		Le BA consommateur communique initialement l'information sur l'*échange convenu*[4]	**Le BA et le TSP effectuent des analyses de fiabilité**	**Compilation et communication de l'état[4]**	**Le BA prépare l'*échange confirmé* pour la mise en œuvre**
14 min avant le début de la rampe si le début de la transaction coïncide avec le début de l'heure	À temps		≤ 9 min après la réception de l'*échange convenu*		≥ 3 min avant le début de la rampe
< 1 h et ≥ 15 min avant le début de la rampe	À temps		≤ 10 min après la réception de l'*échange convenu*		≥ 3 min avant le début de la rampe
≥ 1 h et < 4 h avant le début de la rampe	À temps		< 20 min après la réception de l'*échange convenu*		≥ 39 min avant le début de la rampe
≥ 4 h avant le début de la rampe	À temps		≤ 2 h après la réception de l'*échange convenu*		≥ 1 h 58 min avant le début de la rampe
Avant 10 h 00 (HP) si l'heure de début ≥ 00 h 00 (HP) du jour suivant	À temps		Jusqu'à 12 h 00 (HP) le jour de la réception de l'*échange convenu*		≥ 1 h 58 min avant le début de la rampe

Principes directeurs et fondements techniques

De nombreux aspects de la gestion des *échanges* sont gérés au moyen d'applications logiciels. Chaque entité devrait pouvoir exécuter de manière électronique certaines opérations fondamentales, indiquées ci-après.

Un *responsable de l'approvisionnement* ou un *responsable de l'équilibrage* qui soumet des *demandes d'échange* devrait pouvoir exécuter de manière électronique les opérations suivantes :

- Soumettre une *demande d'échange* au *responsable de l'équilibrage consommateur.*
- Soumettre une demande de modification d'*échange.*
- Recevoir des notifications d'*échange confirmé.*
- Recevoir des notifications d'*échange convenu d'ajustement de fiabilité*.

Chaque *responsable de l'équilibrage consommateur* devrait pouvoir exécuter de manière électronique les opérations suivantes :

- Recevoir une *demande d'échange.*
- Recevoir une demande de modification d'*échange.*
- Valider des *demandes d'échange*, en vérifiant que :
  - les mégawatts du *responsable de l'équilibrage producteur* sont égaux à ceux du *responsable de l'équilibrage consommateur* (avec correction en fonction des pertes, s'il y a lieu) ;
  - toutes les entités de fiabilité qui participent à l'*échange convenu* sont valides ;
  - la source de production et le lieu de consommation sont définis ;
  - le profil de puissance en mégawatts est défini ;
  - la durée de l'*échange* est définie.
- Valider des demandes de modification d'*échange*, en vérifiant que :
  - les mégawatts du *responsable de l'équilibrage producteur sont* égaux à ceux du *responsable de l'équilibrage consommateur* (avec correction en fonction des pertes, s'il y a lieu) ;
  - le profil de puissance en mégawatts est défini ;
  - la durée de l'*échange* est définie.
- Diffuser la *demande d'échange* validée en tant qu'*échange convenu.*
- Diffuser les *échanges convenus d'ajustement de fiabilité* validés.
- Recevoir la notification d'approbation ou de refus d'un *échange convenu* :
  - Diffuser les notifications à mesure que les différentes entités approuvent ou refusent un *échange convenu.*
  - Convertir un *échange convenu* en *échange confirmé* si toutes les approbations sont reçues.
  - Diffuser les notifications de conversion ou de non-conversion d'*échange convenu* en *échange confirmé.*
  - Soumettre une demande de modification d'*échange.*

- Chaque *responsable de l'approvisionnement* qui approuve ou refuse un *échange convenu* ainsi que chaque *responsable de l'équilibrage* et *fournisseur de service de transport* devraient pouvoir exécuter de manière électronique les opérations suivantes :
    - Recevoir les notifications relatives aux *échanges convenus.*
    - Communiquer l'approbation ou le refus d'un *échange convenu* au *responsable de la zone d'équilibrage consommatrice.*
    - Recevoir les notifications de conversion ou de non-conversion d'*échange convenu* en *échange confirmé*.
    - Soumettre une demande de modification d'*échange*.
- Bien que la communication électronique et les outils logiciels facilitent normalement la gestion des *échanges* d'énergie, il arrive que ces moyens soient réduits ou indisponibles. On recommande donc à toutes les entités touchées par les différents aspects des *échanges* d'énergie d'élaborer, de tenir à jour et de mettre en œuvre un plan décrivant la manière et les délais d'exécution de toutes les opérations ci-dessus en cas de moyens électroniques réduits ou indisponibles. Chaque plan devrait couvrir les sujets suivants :
    - Solutions de rechange pour la communication des informations d'*échange* entre les *négociants*, les *responsables de l'équilibrage* et les *fournisseurs de services de transport*
    - Comment notifier les tiers de la mise en branle de l'activation du plan
    - Comment traiter les demandes d'*échange convenu* d'urgence et les *échanges convenus d'ajustement de fiabilité*
    - Restrictions et limitations qui peuvent s'appliquer pendant la période de moyens réduits ou indisponibles (limites de volume, acceptation des transactions d'urgence seulement, etc.)
    - Délégation des droits d'approbation et actions par procuration, si de telles démarches sont envisagées
    - Comment un *échange confirmé* connu sera programmé en cas de réduction ou de perte de moyens électroniques
    - Mesures relatives au personnel, à court terme et pour des périodes prolongées
    - Formation du personnel à l'utilisation du plan.

Justification :

Pendant l'élaboration de la présente norme, des boîtes de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification pour E1 :

Les *responsables de l'équilibrage* doivent prendre action à la réception d'un *échange convenu* dans un certain délai. L'exigence E1, partie1.1 ou 1.2 listent des raisons de fiabilité pour le refus d'un *échange convenu* par un *responsable de l'équilibrage*, mais *le responsable de l'équilibrage* peut refuser pour d'autres raisons. Si les conditions décrites à l'exigence E1, partie 1.1 ou 1.2 sont constatées après que l'approbation a été donnée, le *responsable de l'équilibrage* peut réduire l'*échange confirmé* avant sa mise en œuvre.

Justification pour E2 :

Les *TSP* doivent prendre action à la réception d'un *échange convenu* dans un certain délai. L'exigence E2, partie 2.1 liste les raisons de fiabilité pour le refus d'un *échange convenu* par un *TSP*, mais les *TSP* peuvent refuser pour d'autres raisons. Si les conditions décrites à l'exigence E1, partie 2.1 sont constatée après que l'approbation a été donnée, le *TSP* peut réduire l'*échange confirmé* avant sa mise en œuvre.

Historique des versions

Version	Date	Action	Suivi des modifications
1	2 mai 2006	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Nouvelle norme
2	2 mai 2007	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révision
3	29 octobre 2008	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révision
3	1er juillet 2010	Approbation par la FERC.	Révision
4	6 février 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révision
4	30 juin 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme INT-006-4.	
5	9 mai 2019	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Exigences E3.1, E4 et E5 abrogées dans le cadre du projet 2018-03 (*Standard Efficiency Review Retirements*)
5	17 septembre 2020	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme INT-006-5. Dossier no. RM19-16-000, RM19-17-000	

Annexe INT-006-5-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme INT-006-5 – Évaluation des transactions d'échange

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité : Aucune disposition particulière.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 4 mai 2021

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 4 mai 2021

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er octobre 2021

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la norme de fiabilité visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

Annexe 1- Tableaux des délais

Aucune disposition particulière.

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière.

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	4 mai 2021	Adoption de la nouvelle annexe (D-2021-058)	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Mise en œuvre d'un échange**

2. Numéro : **INT-009-3**

3. Objet : Faire en sorte que les *responsables de l'équilibrage* mettent en œuvre l'*échange* comme convenu dans le processus de confirmation de l'*échange*.

4. Applicabilité :

4.1. *Responsable de l'équilibrage*

5. Date d'entrée en vigueur :

Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit convenir avec chacun de ses *responsables de l'équilibrage adjacents*, à intervalles établis conjointement, que son *échange confirmé composite* avec ce *responsable de l'équilibrage adjacen*t (à l'exclusion des *programmes dynamiques* et des *pseudo-interconnexions*, mais à l'inclusion de tout *échange* visé et non encore incorporé à l'*échange confirmé composite*) est : *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]*

1.1. D'une valeur identique à celui du *responsable de l'équilibrage adjacent*, et

1.2. De signe ou de sens opposés à celui du *responsable de l'équilibrage adjacent*.

M1. Le *responsable de l'équilibrage* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des journaux, des enregistrements vocaux, des documents électroniques, une entente écrite ou autres pièces justificatives datés) attestant que son *échange confirmé composite* avec chaque *responsable de l'équilibrage adjacent* (à l'exclusion des *programmes dynamiques* et des *pseudo-interconnexions*, mais à l'inclusion de tout *échange* visé et non encore incorporé à l'*échange confirmé composite*) avait l'accord de celui-ci, et qu'il était de valeur identique et de signe opposé à celui de chaque *responsable de l'équilibrage adjacent*. (E1)

E2. Abrogée.

M2. Abrogée.

E3. Chaque *responsable de l'équilibrage* dans la zone duquel est contrôlée une interconnexion à courant continu haute tension doit coordonner l'*échange confirmé*, avant sa mise en œuvre, avec l'*exploitant de réseau de transport* qui exploite l'interconnexion à courant continu haute tension concernée. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel et planification de l'exploitation]*

M3. Le *responsable de l'équilibrage* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des journaux d'exploitation, des documents électroniques ou autres pièces justificatives datés) attestant qu'il a coordonné l'*échange confirmé* avant sa mise en œuvre avec l'*exploitant de réseau de transport* qui exploite l'interconnexion à courant continu haute tension concernée. (E3)

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Entité régionale

1.2. Conservation des pièces justificatives

Le *responsable de l'équilibrage* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *responsable des mesures pour assurer la conformité* (CEA) lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps aux fins d'une enquête. Dans les cas où la période de conservation indiquée ci-après est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

- Le *responsable de l'équilibrage* doit conserver les pièces justificatives attestant sa conformité aux exigences E1 et E3 pendant les trois (3) mois civils les plus récents, plus le mois courant.

Si un *responsable de l'équilibrage* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit jugé conforme.

Le responsable des mesures pour assurer la conformité doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *responsable de l'équilibrage* n'est pas parvenu à s'entendre avec un *responsable de l'équilibrage adjacent*, à intervalles établis conjointement, de la valeur ou du signe de leur *échange confirmé composite* (à l'exclusion des *programmes dynamiques* et des *pseudo-interconnexions*, mais à l'inclusion de tout *échange* visé et non encore incorporé à l'*échange confirmé composite*).
E2 Abrogée.						
E3	Exploitation en temps réel; planification de l'exploitation	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *responsable de l'équilibrage* n'a pas coordonné l'*échange confirmé*, avant sa mise en œuvre, avec l'*exploitant de réseau de transport* qui exploite l'interconnexion à courant continu haute tension concernée.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1er avril 2005	Entrée en vigueur	Nouveau document
1	2 mai 2006	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
2	6 février 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
2	30 juin 2014	Ordonnance de la FERC approuvant la norme INT-009-2	
2.1	22 août 2014	Errata des normes INT- 004-3, INT-009-2, INT-010-2 et INT-011-2 soumis afin de corriger l'incohérence entre le plan de mise en œuvre et la date d'entrée en vigueur. Le Comité de normalisation de la NERC a approuvé les changements dans les errata le 20 août 2014.	Errata
2.1	26 novembre 2014	Ordonnance de la FERC approuvant les changements dans l'errata.	
3	9 mai 2019	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Exigence E2 abrogée dans le cadre du projet 2018-03 (*Standard Efficiency Review Retirements*)
3	17 septembre 2020	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme INT-006-5. Dossier no. RM19-16-000, RM19-17-000	

Annexe INT-009-3-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme INT-009-3 – Mise en œuvre d'un échange

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité : Aucune disposition particulière

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 4 mai 2021

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 4 mai 2021

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er octobre 2021

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la norme de fiabilité visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	4 mai 2021	Adoption de la nouvelle annexe (D-2021-058)	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** **Coordination de la fiabilité – Responsabilités**

2. **Numéro :** **IRO-001-4**

3. **Objet :** Établir l'obligation pour les *coordonnateurs de la fiabilité* d'agir ou de demander à d'autres entités d'agir.

4. **Applicabilité :**

   4.1. *Coordonnateur de la fiabilité*

   4.2. *Exploitant de réseau de transport*

   4.3. *Responsable de l'équilibrage*

   4.4. *Exploitant d'installation de production*

   4.5. *Distributeur*

5. **Date d'entrée en vigueur :**

   Voir le plan de mise en œuvre.

6. **Contexte :**

   Voir la page du projet 2014-03 (en anglais).

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit veiller à la fiabilité de sa *zone de fiabilité* en agissant directement ou en donnant des *instructions d'exploitation*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir et présenter des pièces justificatives (exemples non limitatifs : journaux d'exploitation datés, enregistrements datés, enregistrements vocaux horodatés, transcriptions datées d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou documents équivalents) qui serviront à attester qu'il a veillé à la fiabilité de sa *zone de fiabilité* en agissant directement ou en donnant des *instructions d'exploitation*.

E2. Chaque *exploitant de réseau de transport*, *responsable de l'équilibrage*, *exploitant d'installation de production* et *distributeur* doit exécuter les *instructions d'exploitation* de son *coordonnateur de la fiabilité*, sauf si les interventions demandées sont physiquement impossibles ou si elles enfreignent des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M2. Chaque *exploitant de réseau de transport*, *responsable de l'équilibrage*, *exploitant d'installation de production* et *distributeur* doit détenir et présenter des pièces justificatives (exemples non limitatifs : journaux d'exploitation datés, enregistrements datés, enregistrements vocaux horodatés, transcriptions datées d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou documents équivalents) qui serviront à attester qu'il a exécuté les *instructions d'exploitation* de son *coordonnateur de la fiabilité*, sauf si les interventions demandées étaient physiquement impossibles ou si elles enfreignaient des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel. Dans de tels cas, l'*exploitant de réseau de transport*, le *responsable de l'équilibrage*, l'*exploitant d'installation de production* ou le *distributeur* doit détenir et présenter des copies des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel pour justifier la non-exécution des *instructions d'exploitation* de son *coordonnateur de la fiabilité*. Si une telle situation ne s'est pas produite, l'exploitant de réseau de transport, le responsable de l'équilibrage, l'exploitant d'installation de production ou le distributeur peut fournir une attestation.

E3. Chaque *exploitant de réseau de transport*, *responsable de l'équilibrage*, *exploitant d'installation de production* et *distributeur* doit informer son *coordonnateur de la fiabilité* de toute incapacité d'exécuter une *instruction d'exploitation* donnée par celui-ci selon l'exigence E1.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M3. Chaque *exploitant de réseau de transport*, *responsable de l'équilibrage*, *exploitant d'installation de production* et *distributeur* doit détenir et présenter des pièces justificatives (exemples non limitatifs : journaux d'exploitation datés, enregistrements datés, enregistrements vocaux horodatés, transcriptions datées d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou documents équivalents) attestant qu'il a informé son *coordonnateur de la fiabilité* de son incapacité d'exécuter une *instruction d'exploitation* donnée par celui-ci selon l'exigence E1.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « processus de surveillance et d'évaluation de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

1.3. Conservation des données

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée

est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Le *coordonnateur de la fiabilité*, l'*exploitant de réseau de transport*, le *responsable de l'équilibrage*, l'*exploitant d'installation de production* et le *distributeur* doivent conserver les données ou pièces justificatives attestant leur conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que leur CEA leur demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps :

- Le *coordonnateur de la fiabilité*, aux fins de la mesure M1 de l'exigence E1, doit conserver les enregistrements vocaux des 90 jours civils les plus récents ainsi que la documentation des 12 mois civils les plus récents.
- L'*exploitant de réseau de transport*, le *responsable de l'équilibrage*, l'*exploitant d'installation de production* et le *distributeur*, aux fins des mesures M2 et M3 des exigences E2 et E3, doivent conserver les enregistrements vocaux des 90 jours civils les plus récents ainsi que la documentation des 12 mois civils les plus récents.

Si un *coordonnateur de la fiabilité*, un *exploitant de réseau de transport*, un *responsable de l'équilibrage*, un *exploitant d'installation de production* ou un *distributeur* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le CEA doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

2. Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas veillé à la fiabilité de sa *zone de fiabilité* en agissant directement ou en donnant des *instructions d'exploitation*.
E2	Exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas exécuté les *instructions d'exploitation* de son *coordonnateur de la fiabilité*, alors que ces instructions étaient physiquement exécutables et qu'elles n'enfreignaient pas d'exigences réglementaires ni d'exigences touchant la sécurité ou le matériel.
E3	Exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas informé son *coordonnateur de la fiabilité* lorsqu'elle a constaté son incapacité d'exécuter une *instruction d'exploitation* donnée par celui-ci selon l'exigence E1.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des changements
0	1er avril 2005	Date d'entrée en vigueur.	Nouvelle norme
0	8 août 2005	Suppression du mot « proposed » dans la date d'entrée en vigueur.	Erratum
1	1er novembre 2006	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
1	19 novembre 2006	Remplacement de « Distribution Provider » par « Transmission Service Provider ».	Erratum
1	4 avril 2007	Approbation par la FERC – Date d'entrée en vigueur.	Nouvelle norme
1.1	29 octobre 2008	Suppression du mot « proposed » dans la date d'entrée en vigueur. Adoption des errata par le conseil d'administration de la NERC ; changement à « 1.1 » du numéro de version.	Erratum
1.1	13 mai 2009	Approbation par la FERC.	Révision
1	19 mai 2011	Remplacement des niveaux de non-conformité par des VSL approuvés par la FERC.	Ordonnance sur les VSL
2	25 juillet 2011	Modifications dans le cadre du projet 2006-06 : suppression de l'exigence E7 afin d'éviter la redondance avec la norme IRO-014-2.	Révision
2	4 août 2011	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	
3	6 juillet 2012	Modification selon la demande SAR du projet 2006-06, Coordination de la fiabilité (RC SDT). Refonte de la norme et retrait de six exigences (E1, E2, E4, E5, E6 et E9). L'exigence E3 devient la nouvelle exigence E1 et l'exigence E8 est restructurée pour former les nouvelles exigences E2 et E3.	Révision
3	16 août 2012	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision

Version	Date	Intervention	Suivi des changements
4	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions dans le cadre du projet 2014-03

Éclaircissements et commentaires techniques

Justifications

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le conseil d'administration de la NERC, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de l'applicabilité

Le *négociant* et le *responsable de l'approvisionnement* ont été retirés de la norme IRO-001-1.1 approuvée, car ils ne sont pas inscrits comme des entités placées sous l'autorité du *coordonnateur de la fiabilité* dans le modèle fonctionnel v5.

Justification du remplacement de « *directive de fiabilité* » par « *instruction d'exploitation* »

Le remplacement de « *directive de fiabilité* » par « *instruction d'exploitation* » dans l'ensemble de la norme est motivé par le paragraphe 64 de la proposition réglementaire (NOPR) : *« Nous sommes d'avis que les directives qui émanent d'un coordonnateur de la fiabilité ou d'un exploitant de réseau de transport devraient être obligatoires en tout temps, et non seulement en situation d'urgence (sauf si elles enfreignent des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel). Par exemple, l'exécution obligatoire des directives en situation non urgente est importante lorsqu'une décision est prise de modifier ou de maintenir l'état d'un élément dans le réseau de transport interconnecté… »* Ce changement cadre aussi avec la norme COM-002-4 proposée.

Justification des exigences E2 et E3

Le *fournisseur de services de transport* a été retiré des exigences E2 et E3, car cette entité n'est pas inscrite dans le modèle fonctionnel comme destinataire de demandes d'actions correctives émanant du *coordonnateur de la fiabilité*. Cela permet le retrait de la norme IRO-004-2.

Annexe QC-IRO-001-4
Dispositions particulières de la norme IRO-001-4 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : **Coordination de la fiabilité – Responsabilités**

2. Numéro : IRO-001-4

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

Fonctions

Aucune disposition particulière

Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 16 juin 2017

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 16 juin 2017

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er juillet 2017

6. Contexte

Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Soumission périodique de données

Déclaration de non-conformité

Rapport par exception

Enquête à la suite d'une plainte

1.3. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Éclaircissements et commentaires techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	16 juin 2017	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Coordination de la fiabilité – Surveillance et analyse**

2. Numéro : **IRO-002-7**

3. Objet : Donner aux *répartiteurs* les moyens nécessaires pour surveiller et analyser les données dont ils ont besoin pour s'acquitter de leurs fonctions de fiabilité.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

4.1.1. *Coordonnateurs de la fiabilité*

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences et mesures

E1. Abrogée.

M1. Abrogée.

E2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir des moyens d'échange de données, dont une infrastructure d'échange de données redondante et à acheminement diversifié à l'intérieur du *centre de contrôle* principal du *coordonnateur de la fiabilité*, pour l'échange de données en *temps réel* avec ses *responsables de l'équilibrage* et ses *exploitants de réseau de transport*, ainsi qu'avec d'autres entités s'il le juge nécessaire, afin de pouvoir réaliser ses tâches de surveillance en *temps réel* et d'*évaluation en temps réel*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives, notamment, sans limitation, des spécifications de système, des schémas de système ou toute autre documentation qui énumère ses moyens d'échange de données, dont une infrastructure d'échange de données redondante et à acheminement diversifié à l'intérieur du *centre de contrôle* principal du *coordonnateur de la fiabilité*, pour l'échange de données en *temps réel* avec ses *responsables de l'équilibrage* et ses *exploitants de réseau de transport*, ainsi qu'avec d'autres entités s'il le juge nécessaire, conformément à l'exigence.

E3. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit mettre à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E2 pour confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, au moins une fois tous les 90 jours civils. En cas d'échec à l'essai, le *coordonnateur de la fiabilité* doit entreprendre, dans un délai de 2 heures, de rétablir la redondance des fonctionnalités.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M3. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a mis à l'essai les moyens d'échange de données du *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E2 pour confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, ou qu'un événement est survenu au cours duquel cette redondance a été confirmée ; et qu'en cas d'échec à l'essai, il a entrepris dans un délai de deux heures à rétablir la redondance des fonctionnalités conformément à l'exigence E3. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : fiches d'essai horodatées, journaux d'exploitation, enregistrements vocaux ou communications électroniques.

E4. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit conférer à ses *répartiteurs* le pouvoir d'approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés de ses moyens de télécommunications, de surveillance et d'analyse.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M4. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives (notamment, sans limitation, une procédure documentée ou toute pièce justificative équivalente) attestant qu'il a conféré à ses *répartiteurs* le pouvoir d'approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés de ses moyens de télécommunications, de surveillance et d'analyse.

E5. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit surveiller les *installations*, l'état des *automatismes de réseau* ainsi que les installations hors *BES* désignées par lui comme nécessaires, dans sa *zone de fiabilité* et celles des *coordonnateurs de la fiabilité* voisins, afin de détecter tout dépassement de *limite d'exploitation du réseau* et de déterminer tout dépassement de *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* dans sa *zone de fiabilité*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

M5. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives (notamment, sans limitation, des documents descriptifs de système de gestion d'énergie, des imprimés d'ordinateur, des données *SCADA* ou toute autre pièce justificative équivalente) attestant qu'il a surveillé les *installations*, l'état des *automatismes de réseau* ainsi que les *installations* hors *BES* désignées par lui comme nécessaires, dans sa *zone de fiabilité* et celles des *coordonnateurs de la fiabilité* voisins, afin de détecter tout dépassement de *limite d'exploitation du réseau* et de déterminer tout dépassement de *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* dans sa *zone de fiabilité*.

E6. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir des systèmes de surveillance qui fournissent à son personnel d'exploitation l'information voulue, plus particulièrement des systèmes de vigilance et de gestion des alarmes, des automatismes de transmission de données et des systèmes d'information synchronisés, le tout reposant sur une infrastructure redondante.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

M6. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives (notamment, sans limitation, des documents descriptifs de système de gestion d'énergie, des imprimés d'ordinateur, des données *SCADA* ou toute autre pièce justificative équivalente) attestant qu'il dispose de systèmes de surveillance conformes à cette exigence.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives de conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête

- Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver la version à jour de son document en vigueur ainsi que tous les documents qui ont été en vigueur pendant l'année en cours et l'année civile précédente aux fins des exigences E2 et E4 ainsi que des mesures M2 et M4.
- Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les pièces justificatives attestant la conformité avec l'exigence E3 et à la mesure M3 au cours des 12 derniers mois civils, à l'exception des journaux d'exploitation et des enregistrements vocaux, qui doivent être conservés pendant au moins 90 jours civils.
- Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité avec les exigences E5 et E6 ainsi qu'aux mesures M5 et M6 pour l'année civile en cours et pour une année civile précédente.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la norme de fiabilité.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1 Abrogée				
E2.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la fiabilité* avait des moyens d'échange de données avec ses *responsables de l'équilibrage* et ses *exploitants de réseau de transport*, ainsi qu'avec d'autres entités s'il le jugeait nécessaire, afin de pouvoir réaliser ses tâches de surveillance en *temps réel* et d'*évaluation en temps réel*, mais n'avait pas une infrastructure d'échange de données redondante et à acheminement diversifié à l'intérieur du *centre de contrôle* principal du *coordonnateur de la fiabilité*, conformément à l'exigence.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'avait pas de moyens d'échange de données avec ses *responsables de l'équilibrage* et ses *exploitants de réseau de transport*, ainsi qu'avec d'autres entités s'il le jugeait nécessaire, afin de pouvoir réaliser ses tâches de surveillance en *temps réel* et d'*évaluation en temps réel*, conformément à l'exigence.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E2 pour confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais dans un délai de plus de 90 jours civils et d'au plus 120 jours civils après l'essai précédent. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E2 pour confirmer la redondance de leurs fonctionnalités au moins une fois tous les 90 jours civils, mais après l'échec à un essai, a entrepris dans un délai de plus de 2 heures et d'au plus 4 heures de rétablir la redondance des fonctionnalités.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E2 pour confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais dans un délai de plus de 120 jours civils et d'au plus 150 jours civils après l'essai précédent. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E2 pour confirmer la redondance de leurs fonctionnalités au moins une fois tous les 90 jours civils, mais après l'échec à un essai, a entrepris dans un délai de plus de 4 heures et d'au plus 6 heures de rétablir la redondance des fonctionnalités.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E2 pour confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais dans un délai de plus de 150 jours civils et d'au plus 180 jours civils après l'essai précédent. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E2 pour confirmer la redondance de leurs fonctionnalités au moins une fois tous les 90 jours civils, mais après l'échec à un essai, a entrepris dans un délai de plus de 6 heures et d'au plus 8 heures de rétablir la redondance des fonctionnalités.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E2 pour confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais dans un délai de plus de 180 jours civils après l'essai précédent. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E2 pour confirmer la redondance de leurs fonctionnalités. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E2 pour confirmer la redondance de leurs fonctionnalités au moins une fois tous les 90 jours civils, mais après l'échec à un essai, n'a pas entrepris dans un délai de

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				8 heures de rétablir la redondance des fonctionnalités.
E4.	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas conféré à ses *répartiteurs* le pouvoir d'approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés de ses moyens de télécommunications, de surveillance et d'analyse.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5.	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas surveillé les *installations*, l'état des *automatismes de réseau* ainsi que les installations hors *BES* désignées par lui comme nécessaires, dans sa *zone de fiabilité* et celles des *coordonnateurs de la fiabilité* voisins, afin de détecter tout dépassement de *limite d'exploitation du réseau* et de déterminer tout dépassement de *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* dans sa *zone de fiabilité*.
E6.	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'avait pas de systèmes de surveillance pour fournir à son personnel d'exploitation l'information voulue, plus particulièrement des systèmes de vigilance et de gestion des alarmes, des automatismes de transmission de données et des systèmes d'information synchronisés, le tout reposant sur une infrastructure redondante.

D. Différence régionale

A. Différence pour la région du Western Electricity Coordinating Council

Les dispositions ci-dessous s'appliquent à l'ensemble de l'*Interconnexion* de la région du Western Electricity Coordinating Council (WECC).

Objet

Établir une méthodologie de création de modèles pour les *analyses de planification opérationnelle* et les *évaluations en temps réel*.

Applicabilité

Dans le contexte de cette différence régionale concernant le WECC, le terme *coordonnateur de la fiabilité* désigne spécifiquement les *coordonnateurs de la fiabilité* qui offrent des services de *coordonnateur de la fiabilité* à des entités qui ont des activités dans l'*Interconnexion* de l'Ouest, peu importe où se trouvent ces *coordonnateurs de la fiabilité*.

Exigences et mesures

D.A.7 Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit, de concert avec les autres *coordonnateurs de la fiabilité*, établir une méthodologie commune à l'échelle de l'*Interconnexion* en vue d'encadrer la modélisation et la surveillance des éléments du *BES* et hors *BES* situés à l'intérieur et à l'extérieur de sa *zone de fiabilité*, selon ce qui est nécessaire pour assurer la visibilité opérationnelle sur les impacts sur les *installations* du *système de production-transport d'électricité* dans sa *zone de fiabilité*, y compris, au minimum :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]

D.A.7.1 une méthode pour l'élaboration, la tenue à jour et l'examen périodique d'un modèle de référence à l'échelle de l'*Interconnexion* de l'Ouest, destiné à servir de point de départ pour l'établissement des modèles opérationnels du *coordonnateur de la fiabilité* ;

D.A.7.2 les impacts des oscillations interrégionales ;

D.A.7.3 une méthode permettant de déterminer les *contingences* à inclure dans les analyses et les évaluations ;

D.A.7.4 une méthode permettant de déterminer les *automatismes de réseau* à inclure dans les analyses et les évaluations ;

D.A.7.5 une méthode permettant de déterminer les données prévisionnelles à inclure dans les analyses et les évaluations ; et

D.A.7.6 une méthode pour la validation et l'examen périodique du modèle opérationnel du *coordonnateur de la fiabilité* quant au comportement du réseau en régime permanent et en régime dynamique ou oscillant.

M.D.A.7 Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a établi une méthodologie commune à l'échelle de l'*Interconnexion* de l'Ouest en matière de modélisation et de surveillance, de concert avec les autres *coordonnateurs de la fiabilité*, et qui comprend tous les éléments prescrits à la l'exigence D.A.7.

D.A.8 Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit utiliser la méthodologie établie selon l'exigence D.A.7.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]

M.D.A.8 Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il utilise la méthodologie établie selon l'exigence D.A.7., conformément à l'exigence D.A.8. ci-dessus.

Conformité

Conservation des pièces justificatives

- Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant la conformité avec les exigences E5 et E6 ainsi qu'avec la différence régionale pour le WECC, ainsi qu'avec mesures correspondantes, pour l'année civile en cours et pour une année civile précédente. [CB : le tableau suivant est nouveau]

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL) pour la différence régionale WECC			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
D.A.7				Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas établi la méthodologie spécifiée à l'exigence D.A.7.
D.A.8				Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas utilisé la méthodologie conformément à l'exigence D.A.8.

E. Documents connexes

Aucun.

F. Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des changements
0	1er avril 2005	Date d'entrée en vigueur.	Nouvelle norme
0	8 août 2005	Suppression du mot « proposed » dans la date d'entrée en vigueur.	Erratum
1	1er novembre 2006	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
1	4 avril 2007	Remplacement des niveaux de non-conformité par les VSL du 28 février approuvés par le conseil d'administration de la NERC. Correction de fautes de frappe dans la version des VSL approuvée par le conseil d'administration de la NERC.	Ajout de mesures et d'éléments de conformité manquants
2	17 octobre 2008	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Modifications découlant de l'approbation de la norme IRO-010-1 : suppression de l'exigence E2, de la mesure M3 et des éléments de conformité connexes. Révision dans le cadre du projet IROL.
2	17 mars 2011	Ordonnance de la FERC ratifiant la norme IRO-002-2 (prise d'effet le 23 mai 2011).	Approbation par la FERC
2	24 février 2014	Mise à jour des VSL d'après l'approbation du 24 juin 2013.	Révision des VSL
3	25 juillet 2011	Modifications dans le cadre du projet 2006-06.	Révision
3	4 août 2011	Approbation par le conseil d'administration de la NERC.	Retrait des exigences E1 à E8 dans le cadre du projet 2006-06
4	13 novembre 2014	Approbation par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions dans le cadre du projet 2014-03
4	19 novembre 2015	Approbation par la FERC de la norme IRO-002-4, dossier RM15-16-000.	Approbation par la FERC

Version	Date	Intervention	Suivi des changements
5	9 février 2017	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
5	17 avril 2019	Ordonnance de la FERC approuvant la norme IRO-002-5. Dossier RD17-4-000.	
6	9 mai 2019	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Différence régionale WECC
7	9 mai 2019	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Exigence E1 abrogée dans le cadre du projet NERC 2018-03 (*Standards Efficiency Review Retirements*)
7	17 septembre 2020	Ordonnance de la FERC approuvant la norme IRO-002-7. Dossier RM19-16-000, RM19-17-000.	

Éclaircissements et commentaires techniques

Aucun.

Justifications

Le texte de justification lié à l'élaboration de la norme IRO-002-4 dans le cadre du projet 2014-03 et de la norme IRO-002-5 dans le cadre du projet 2016-01 est présenté ci-après. On trouvera de plus amples renseignements sur la page du projet 2014-03 et sur la page du projet 2016-01.

Les changements apportés aux définitions proposées répondent à des questions soulevées dans les paragraphes 55, 73 et 74 de la proposition réglementaire (NOPR) concernant l'analyse des *limites SOL* pour tous les horizons temporels, à des questions sur les *systèmes de protection* et les *automatismes de réseau* dans le paragraphe 78 de la proposition réglementaire, et à la recommandation 27 concernant les déphasages du rapport *FERC/NERC Staff Report on the September 8, 2011 Blackout*. Ces changements visent à faire en sorte que les *évaluations en temps réel* contiennent suffisamment de détails pour assurer une connaissance suffisante de la situation. Exemples : 1) analyse des angles de phase pouvant entraîner la mise en œuvre d'un *plan d'exploitation* consistant à régler la production ou à réduire les transactions afin de permettre la remise en service d'une installation de *transport*, ou 2) évaluation de l'impact d'une *contingence* modifiée découlant du changement d'état (activé/en service à désactivé/hors service) d'un *automatisme de réseau*.

Justification des exigences

Les éléments d'échange de données des exigences E1 et E2, qui proviennent de la norme IRO-002-2 approuvée, ont été réintégrés à la norme IRO-002-4 proposée afin d'éviter toute lacune sur le plan de la fiabilité. La SDT du projet 2014-03 n'a trouvé dans le projet courant aucune exigence proposée concernant ce point. La norme COM-001-2 proposée couvre les communications vocales, mais non la transmission de données, qui doit demeurer dans la norme IRO-002-4. La question du personnel affecté aux communications et aux installations dans les exigences correspondantes de la norme IRO-002-2 est couverte par l'exigence E1 de la norme PER-004-2 approuvée, et a été supprimée du présent document.

Justification de l'exigence E2

L'exigence E2 de la norme IRO-002-3 a été supprimée puisque l'alinéa 1.6.2 de l'exigence E1 de la norme EOP-008-1 approuvée traite des questions de redondance et de capacité de relève en cas d'indisponibilité des outils d'analyse. La nouvelle exigence E4 (E6 dans la norme IRO-002-5) répond aux paragraphes 96 et 97 de la proposition réglementaire : *« …Comme nous l'avons expliqué plus haut, l'obligation du coordonnateur de la fiabilité de surveiller les limites SOL est importante pour la fiabilité, car une limite SOL peut devenir une limite IROL en cas de détérioration des conditions du réseau, et dans ce genre d'éventualité la surveillance par le coordonnateur de la fiabilité des limites SOL assure une capacité de relève nécessaire pour l'exploitant de réseau de transport… »*

Justification des exigences E1 et E2 (*remarque* : l'exigence E1 fait l'objet d'une proposition de retrait de la norme IRO-002-7 dans le cadre du projet 2018-03 sur les retraits liés à l'exercice d'harmonisation des normes)

Les changements proposés répondent aux prescriptions concernant la redondance et la diversité d'acheminement des moyens d'échange de données (alinéa 47 de l'ordonnance 817 de la FERC).

Les moyens d'échange de données redondants et à acheminement diversifié sont constitués de composants d'infrastructure d'échange de données (par exemple les commutateurs, les routeurs, les serveurs, les alimentations électriques ainsi que le câblage de réseau et les trajets de communication

entre ces composants situés dans le *centre de contrôle* principal et servant aux échanges de données d'exploitation du réseau) qui assurent un fonctionnement ininterrompu malgré une panne ou une défectuosité d'un composant situé dans le *centre de contrôle* principal du *coordonnateur de la fiabilité* (*RC*). Lorsque des moyens d'échange de données redondants et à acheminement diversifié sont en place, l'infrastructure d'échange de données du *centre de contrôle* principal ne comporte aucun point de défaillance unique susceptible d'interrompre le flux de données en *temps réel*. L'exigence E2 n'oblige pas à intégrer aux moyens d'échange de données des mécanismes de permutation automatique ou instantanée en cas de panne. La redondance et la diversité d'acheminement peuvent être réalisées de diverses façons, selon la configuration de l'infrastructure ou des équipements à l'intérieur du *centre de contrôle* principal du *RC*.

L'exigence de redondance répond à l'objectif de fiabilité qui consiste à assurer une fonctionnalité d'échange de données ininterrompue en cas d'indisponibilité, de maintenance ou d'essais dans l'infrastructure d'échange de données. Pour les périodes d'indisponibilité planifiée ou imprévue d'équipements d'échange de données, les exigences proposées ne demandent pas que l'on prévoie des composants supplémentaires redondants uniquement pour assurer la redondance dans de telles circonstances.

Les infrastructures qui ne sont pas situées à l'intérieur du *centre de contrôle* principal du *RC* ne sont pas visées par l'exigence proposée.

Justification de l'exigence E3

L'exigence révisée met en œuvre les prescriptions de l'alinéa 51 de l'ordonnance 817 de la FERC concernant la mise à l'essai des moyens d'échange de données utilisés dans les *centres de contrôle* principaux.

Un essai de redondance des fonctionnalités vise à confirmer que les moyens d'échange de données demeureront opérationnels malgré une défectuosité ou une panne d'un de leurs composants (par exemple un commutateur, un routeur, un serveur, une alimentation électrique, ainsi que le câblage de réseau et tout trajet de communication entre ces composants situés dans le *centre de contrôle* principal et servant aux échanges de données d'exploitation du réseau). Les pratiques d'essai d'une entité devront, à la longue, tenir compte des divers modes de défaillance des moyens d'échange de données. Lorsqu'un événement survenu en service permet de confirmer la redondance d'une fonctionnalité, on peut considérer que cet événement équivaut à un essai aux fins de l'exigence proposée.

Justification de l'exigence E4 (E6 dans la norme IRO-002-5 et IRO-002-7)

Cette exigence a été réintégrée à partir de la norme IRO-002-2 approuvée, car la SDT du Projet 2014-03 n'a trouvé aucune exigence proposée couvrant ces questions.

Annexe IRO-002-7-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme IRO-002-7 – Coordination de la fiabilité – Surveillance et analyse

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière

2. Numéro : Aucune disposition particulière

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

Les installations visées par cette norme sont les installations du *réseau de transport principal* (*RTP*), et pour l'exigence E5, aux installations désignées en vertu de cette exigence.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1.	Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie :	10 mars 2022
5.2.	Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie :	10 mars 2022
5.3.	Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe :	1er avril 2022

La date de mise en application de l'ensemble des exigences est le 1er août 2022.

B. Exigences et mesures

Disposition particulière applicable à l'exigence E5 et la mesure M5 :

L'expression « hors *BES* » est remplacée par « hors *RTP* » uniquement pour les *installations* au Québec dans la *zone de fiabilité* du *coordonnateur de la fiabilité*,.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité à la norme de fiabilité visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

Niveau de gravité de la non-conformité

L'expression « hors *BES* » est remplacée par « hors *RTP* » uniquement pour les *installations* au Québec dans la *zone de fiabilité* du *coordonnateur de la fiabilité*.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Éclaircissements et commentaires techniques

Aucune disposition particulière

Justifications

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	10 mars 2022	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2022-031.	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Coordination de la fiabilité – Allégement de la charge de transport**

2. Numéro : IRO-006-5

3. Objet : Donner l'assurance d'une action coordonnée entre les *Interconnexions* lors de la mise en œuvre de procédures d'allégement de la charge de transport applicables à l'ensemble d'une *Interconnexion* afin de prévenir ou gérer les dépassements potentiels ou réels des SOL et des IROL en vue de maintenir la fiabilité du *système de production-transport d'électricité.*

4. Applicabilité

4.1. *Coordonnateur de la fiabilité*

4.2. *Responsable de l'équilibrage*

5. Date d'entrée en vigueur proposée : Le premier jour du premier trimestre civil à survenir après l'approbation de cette norme par les autorités réglementaires applicables, ou, dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, la norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après l'approbation de cette norme par le conseil d'administration de la NERC.

B. Exigences

E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* et chaque *responsable de l'équilibrage* qui reçoit, dans le cadre d'une procédure d'allégement de la charge de transport applicable à l'ensemble d'une *Interconnexion* (telle que la procédure « TLR » de l'*Interconnexion de l'Est*, la procédure « Unscheduled Flow Mitigation »du WECC ou une procédure de gestion de la congestion découlant des protocoles de ERCOT) de la part d'un *coordonnateur de la fiabilité*, d'un *responsable de l'équilibrage* ou d'un *exploitant de réseau de transport* d'une autre *Interconnexion*, une demande de réduction d'une transaction d'échange qui traverse la frontière de l'*Interconnexion*, doit se conformer à cette demande ou, s'il n'est pas en mesure de le faire, fournir au demandeur une justification fondée sur la fiabilité. [*Facteur de risque (VRF) : élevé] [Horizon de temps : exploitation en temps réel]*

C. Mesures

M1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* et chaque *responsable de l'équilibrage* doit fournir des pièces justificatives (telles que des registres datés, des enregistrements vocaux, des registres d'étiquettes et des études, sous format papier ou électronique) attestant qu'après avoir reçu de la part d'un *coordonnateur de la fiabilité*, d'un *responsable de l'équilibrage* ou d'un *exploitant de réseau de transport* d'une autre *Interconnexion*, dans le cadre d'une procédure d'allégement de la charge de transport applicable à l'ensemble de cette *Interconnexion*, une demande de réduction d'une *transaction d'échange* qui traverse la frontière de l'*Interconnexion*, il s'est conformé à cette demande ou, s'il n'était pas en mesure de le faire, il a fourni au demandeur une justification fondée sur la fiabilité. (E1)

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable de la surveillance de l'application des normes

Entité régionale

1.2. Processus de surveillance de la conformité et de mise en application des normes :

Les moyens suivants peuvent être employés :

Audits de conformité
Déclarations sur la conformité
Contrôles ponctuels
Enquêtes sur les non-conformités
Déclarations volontaires
Plaintes

1.3. Conservation des données

Le *coordonnateur de la fiabilité* et le *responsable de l'équilibrage* doivent chacun conserver les données ou les pièces justificatives attestant la conformité selon les dispositions énoncées ci-dessous, sauf si leur responsable de la surveillance de l'application des normes leur ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

- Le *coordonnateur de la fiabilité* et le *responsable de l'équilibrage* doivent conserver les pièces justificatives attestant la conformité à l'exigence E1 pour la plus récente période de douze mois plus le mois en cours.
- Si un *coordonnateur de la fiabilité* ou un *responsable de l'équilibrage* est déclaré non-conforme, il doit conserver l'information relative à la non-conformité jusqu'à ce qu'il soit déclaré conforme ou pendant la période indiquée précédemment, selon la plus longue des deux périodes.

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

No. E.	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1				L'entité responsable a reçu une demande de réduction d'une *transaction d'échange* qui traverse la frontière d'une *Interconnexion* dans le cadre d'une procédure d'allégement de la charge de transport applicable à l'ensemble d'une *Interconnexion* de la part d'un *coordonnateur de la fiabilité*, d'un *responsable de l'équilibrage* ou d'un *exploitant de réseau de transport*, mais l'entité ne s'est pas conformée à cette demande et n'a pas fourni une justification fondée sur la fiabilité du fait qu'elle n'était pas en mesure de s'y conformer.

E. Différences régionales

Aucune

F. Documents associés

Aucun

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1er avril 2005	Date d'entrée en vigueur	Nouvelle
0	8 août 2005	Suppression du mot « Proposed » de la date d'entrée en vigueur	Erratum
1	8 août 2005	Révision de l'annexe 1	Révision
3	26 février 2007	Révision de l'objet et de l'annexe 1 portant sur la répartition des responsabilités entre la NERC et le NAESB dans le cadre de la procédure TLR	Révision
4	23 octobre 2007	Réalisation de la répartition des responsabilités entre la NERC et le NAESB	Révision
5	À déterminer	Suppression de l'annexe 1 et création d'une nouvelle norme ; suppression des exigences superflues	Révision
5	4 novembre 2010	Approbation par le conseil d'administration de la NERC	
5	21 avril 2011	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme IRO-006-5 (approbation en vigueur le 27 juin 2011)	

Annexe QC-IRO-006-5
Dispositions particulières de la norme IRO-006-5 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : **Coordination de la fiabilité – Allégement de la charge de transport**

2. Numéro : IRO-006-5

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité : Aucune disposition particulière

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 4 mai 2015

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 4 mai 2015

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er janvier 2016

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable de la surveillance de l'application des normes

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de l'application de la norme de fiabilité et de son annexe qu'elle adopte.

1.2. Processus de surveillance et de mise en application des normes

Aucune disposition particulière

1.3. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents associés

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	4 mai 2015	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : Analyses opérationnelles et évaluations en temps réel effectuées par le coordonnateur de la fiabilité

2. Numéro : IRO-008-3

3. Objet : Veiller à ce que des analyses et des évaluations soient faites afin de prévenir les instabilités, les séparations non commandées et les *déclenchements en cascade*.

4. Applicabilité

4.1. *Coordonnateur de la fiabilité*.

5. Date d'entrée en vigueur proposée :

Voir le plan de mise en œuvre.

6. Contexte

Voir la page du projet 2014-03 (en anglais).

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit effectuer une *analyse de planification opérationnelle* qui lui permettra d'évaluer si les activités d'exploitation programmées pour le lendemain risquent d'entraîner un dépassement des *limites d'exploitation du réseau* (*SOL*) et des *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (*IROL*) à l'intérieur de sa *zone étendue*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'une *analyse de planification opérationnelle* a eu lieu. Exemple non limitatif de pièces justificatives : résultats datés d'étude de transit de puissance.

E2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir un ou des *plans d'exploitation* coordonnés visant les activités d'exploitation pour le lendemain afin de faire face aux dépassements possibles de limites *SOL* et *IROL* signalés par l'*analyse de planification opérationnelle* effectuée selon l'exigence E1, compte tenu des *plans d'exploitation* pour le lendemain fournis par ses *exploitants de réseau de transport* et ses *responsables de l'équilibrage*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a un *plan d'exploitation* coordonné visant les activités d'exploitation pour le lendemain qui tiennent compte des dépassements possibles de limites *SOL* et *IROL* indiqués par l'*analyse de planification opérationnelle* effectuée selon l'exigence E1, compte tenu des *plans d'exploitation* pour le lendemain fournis par ses *exploitants de réseau de transport* et ses *responsables de l'équilibrage*. Exemple non limitatif de pièces justificatives : plans visant à empêcher tous les dépassements possibles de limites *SOL* et *IROL* signalés par l'*analyse de planification opérationnelle*.

E3. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit informer les entités touchées, désignées dans son ou ses *plans d'exploitation* prescrits à l'exigence E2, quant à leur rôle dans ce ou ces plans.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M3. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a informé les entités touchées, désignées dans son ou ses *plans d'exploitation* prescrits à l'exigence E2, quant à leur rôle dans ce ou ces plans. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés ou courriels.

E4. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit veiller à ce qu'une *évaluation en temps réel* soit effectuée au moins toutes les 30 minutes.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M4. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a veillé à ce qu'une *évaluation en temps réel* soit effectuée au moins toutes les 30 minutes. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux informatisés datés indiquant l'heure des évaluations, listes de contrôle datées ou autres pièces équivalentes.

E5. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit aviser, conformément à sa méthode d'établissement des limites *SOL*, les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* touchés à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*, ainsi que les autres *coordonnateurs de la fiabilité* touchés, d'après les indications de son *plan d'exploitation*, lorsqu'une *évaluation en temps réel* signale une condition réelle ou anticipée qui entraîne ou pourrait entraîner le dépassement d'une limite *SOL* ou *IROL* à l'intérieur de sa *zone étendue*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M5. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a avisé, conformément à sa méthode d'établissement des limites *SOL*, les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* touchés à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*, ainsi que les autres *coordonnateurs de la fiabilité* touchés, d'après les indications de son *plan d'exploitation*, de toute condition réelle ou anticipée qui entraîne ou pourrait entraîner le dépassement d'une limite *SOL* ou *IROL* à l'intérieur de sa *zone étendue*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces équivalentes. Si une telle situation ne s'est pas produite, le *coordonnateur de la fiabilité* peut fournir une attestation.

E6. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit aviser, conformément à sa méthode d'établissement des limites *SOL*, les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* touchés à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*, ainsi que les autres *coordonnateurs de la fiabilité* touchés, d'après les indications de son *plan d'exploitation*, lorsqu'un dépassement de limite *SOL* ou *IROL* signalé selon l'exigence E5 a été empêché ou atténué.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M6. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a avisé, conformément à sa méthode d'établissement des limites *SOL*, les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* touchés à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*, ainsi que les autres *coordonnateurs de la fiabilité* touchés, d'après les indications de son *plan d'exploitation*, lorsqu'un dépassement de limite *SOL* ou *IROL* signalé selon l'exigence E5 a été empêché ou atténué. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces équivalentes. Si une telle situation ne s'est pas produite, le *coordonnateur de la fiabilité* peut fournir une attestation.

E7. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit utiliser sa méthode d'établissement des limites *SOL* pour déterminer les dépassements de limite *SOL* dans le cadre des *évaluations en temps réel*, de la surveillance en *temps réel* et des *analyses de planification opérationnelle.*
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation le même jour, exploitation en temps réel, planification de l'exploitation]

M7. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a utilisé sa méthode d'établissement des limites *SOL* pour déterminer les dépassements de limite *SOL* dans le cadre des *évaluations en temps réel*, de la surveillance en *temps réel* et des *analyses de planification opérationnelle*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : *plans d'exploitation*, ensembles de contingences, limites *SOL*, seuils d'alarme ou d'étude, registres d'exploitation, enregistrements vocaux ou autres pièces équivalentes.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* de la NERC.

1.2. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « processus de surveillance et d'évaluation de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la norme de fiabilité.

1.3. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité avec les exigences E1 à E3, E5, E6 et E7 ainsi qu'aux mesures M1

à M3, M5, M6 et M7 pendant une période mobile de 90 jours civils pour les analyses, pendant la période de 90 jours civils la plus récente pour les enregistrements vocaux, et pendant 12 mois pour les journaux d'exploitation et les courriels, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité avec l'exigence E4 et à la mesure M4 pendant une période mobile de 30 jours civils, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

Si un *coordonnateur de la fiabilité* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit déclaré conforme ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le CEA doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification de l'exploitation	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas effectué une *analyse de planification opérationnelle* qui lui permettrait d'évaluer si les activités d'exploitation programmées pour le lendemain risquent d'entraîner un dépassement des *limites d'exploitation du réseau* (*SOL*) et des *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (*IROL*) à l'intérieur de sa *zone étendue*.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	Planification de l'exploitation	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'avait pas de *plan d'exploitation* coordonné visant les activités d'exploitation pour le lendemain afin de faire face aux dépassements possibles de limites *SOL* et *IROL* signalés par l'*analyse de planification opérationnelle* effectuée selon l'exigence E1, compte tenu des *plans d'exploitation* pour le lendemain fournis par ses *exploitants de réseau de transport* et ses *responsables de l'équilibrage*.
Pour ce qui est des non-conformités aux exigences E3 et E5, la SDT précise qu'il faut commencer par le VSL critique, puis continuer vers la gauche du tableau jusqu'à trouver la situation qui s'applique. De cette manière, la taille ne viendra pas fausser l'évaluation. Si un *coordonnateur de la fiabilité* n'a qu'une seule entité responsable de la fiabilité à aviser, le but recherché est que cette situation corresponde à une non-conformité de niveau critique.						

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Planification de l'exploitation	Moyen	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas informé une entité touchée, ou au plus 5 % des entités touchées selon la valeur la plus élevée, désignées dans son ou ses *plans d'exploitation* quant à leur rôle dans ce ou ces plans.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas informé deux entités touchées, ou plus de 5 % et au plus 10 % des entités touchées selon la valeur la plus élevée, désignées dans son ou ses *plans d'exploitation* quant à leur rôle dans ce ou ces plans.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas informé trois entités touchées, ou plus de 10 % et au plus 15 % des entités touchées selon la valeur la plus élevée, désignées dans son ou ses *plans d'exploitation* quant à leur rôle dans ce ou ces plans.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas informé au moins quatre entités touchées, ou plus de 15 % des entités touchées, désignées dans son ou ses *plans d'exploitation* quant à leur rôle dans ce ou ces plans.
E4	Exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	L'*évaluation en temps réel* exigée du *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas été effectuée pendant une période de 30 minutes à l'intérieur d'un échantillon de 24 heures pris dans la période de conservation de 30 jours.	L'*évaluation en temps réel* exigée du *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas été effectuée pendant deux périodes de 30 minutes à l'intérieur d'un échantillon de 24 heures pris dans la période de conservation de 30 jours.	L'*évaluation en temps réel* exigée du *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas été effectuée pendant trois périodes de 30 minutes à l'intérieur d'un échantillon de 24 heures pris dans la période de conservation de 30 jours.	L'*évaluation en temps réel* exigée du *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas été effectuée pendant au moins trois périodes de 30 minutes à l'intérieur d'un échantillon de 24 heures pris dans la période de conservation de 30 jours.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	Exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas avisé, conformément à sa méthode d'établissement des limites *SOL*, un des *exploitants de réseau de transport* ou des *responsables de l'équilibrage* touchés à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*, ou au plus 5 % de ceux-ci selon la valeur la plus élevée, lorsqu'une *évaluation en temps réel* signale une condition réelle ou anticipée qui entraîne ou pourrait entraîner le dépassement d'une limite *SOL* ou *IROL* à l'intérieur de sa *zone étendue*.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas avisé, conformément à sa méthode d'établissement des limites *SOL*, deux des *exploitants de réseau de transport* ou des *responsables de l'équilibrage* touchés à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*, ou plus de 5 % et au plus 10 % de ceux-ci selon la valeur la plus élevée, lorsqu'une *évaluation en temps réel* signale une condition réelle ou anticipée qui entraîne ou pourrait entraîner le dépassement d'une limite *SOL* ou *IROL* à l'intérieur de sa *zone étendue*.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas avisé, conformément à sa méthode d'établissement des limites *SOL*, trois des *exploitants de réseau de transport* ou des *responsables de l'équilibrage* touchés à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*, ou plus de 10 % et au plus 15 % de ceux-ci selon la valeur la plus élevée, lorsqu'une *évaluation en temps réel* signale une condition réelle ou anticipée qui entraîne ou pourrait entraîner le dépassement d'une limite *SOL* ou *IROL* à l'intérieur de sa *zone étendue*.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas avisé, conformément à sa méthode d'établissement des limites *SOL*, au moins quatre des *exploitants de réseau de transport* ou des *responsables de l'équilibrage* touchés à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*, ou plus de 15 % de ceux-ci, désignés dans son ou ses *plans d'exploitation* quant à leur rôle dans ce ou ces plans. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas avisé les autres *coordonnateurs de la fiabilité* touchés, d'après les indications de son *plan d'exploitation*, lorsqu'une *évaluation en temps réel* signale une condition réelle ou anticipée qui entraîne ou pourrait entraîner le dépassement d'une limite *SOL* ou *IROL* à l'intérieur de sa *zone étendue*.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6	Exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Moyen	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas avisé, conformément à sa méthode d'établissement des limites *SOL*, un des *exploitants de réseau de transport* ou des *responsables de l'équilibrage* touchés à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*, ou au plus 5 % de ceux-ci selon la valeur la plus élevée, lorsqu'un dépassement de limite *SOL* ou *IROL* signalé selon l'exigence E5 a été empêché ou atténué. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas avisé un des autres *coordonnateurs de la fiabilité* touchés, d'après les indications de son *plan d'exploitation*, lorsqu'un dépassement de limite *SOL* ou *IROL* signalé selon l'exigence E5 a été empêché ou atténué.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas avisé, conformément à sa méthode d'établissement des limites *SOL*, deux des *exploitants de réseau de transport* ou des *responsables de l'équilibrage* touchés à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*, ou plus de 5 % et au plus 10 % de ceux-ci selon la valeur la plus élevée, lorsqu'un dépassement de limite *SOL* ou *IROL* signalé selon l'exigence E6 a été empêché ou atténué. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas avisé deux des autres *coordonnateurs de la fiabilité* touchés, d'après les indications de son *plan d'exploitation*, lorsqu'un dépassement de limite *SOL* ou *IROL* signalé selon l'exigence E5 a été empêché ou atténué.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas avisé, conformément à sa méthode d'établissement des limites *SOL*, trois des *exploitants de réseau de transport* ou des *responsables de l'équilibrage* touchés à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*, ou plus de 10 % et au plus 15 % de ceux-ci selon la valeur la plus élevée, lorsqu'un dépassement de limite *SOL* ou *IROL* signalé selon l'exigence E5 a été empêché ou atténué. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas avisé trois des autres *coordonnateurs de la fiabilité* touchés, d'après les indications de son *plan d'exploitation*, lorsqu'un dépassement de limite *SOL* ou *IROL* signalé selon l'exigence E5 a été empêché ou atténué.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas avisé, conformément à sa méthode d'établissement des limites *SOL*, au moins quatre des *exploitants de réseau de transport* ou des *responsables de l'équilibrage* touchés à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*, ou plus de 15 % de ceux-ci, lorsqu'un dépassement de limite *SOL* ou *IROL* signalé selon l'exigence E5 a été empêché ou atténué. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas avisé au moins quatre des autres *coordonnateurs de la fiabilité* touchés, d'après les indications de son *plan d'exploitation*, lorsqu'un dépassement de limite *SOL* ou *IROL* signalé selon l'exigence E5 a été empêché ou atténué.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E7	Exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Moyen				Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas utilisé sa méthode d'établissement des limites *SOL* pour déterminer les dépassements de limite *SOL* dans le cadre des *évaluations en temps réel*, de la surveillance en *temps réel* et des *analyses de planification opérationnelle.*

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Plan d'exploitation – Un *plan d'exploitation* comprend des *processus d'exploitation* de nature générale et des *procédures d'exploitation* de nature particulière. Il peut s'agir d'un document-synthèse qui donne des indications sur un *plan d'exploitation* pour le lendemain, ou encore d'un plan précis pour faire face à un dépassement de limite *SOL* ou *IROL* signalé par une *analyse de planification opérationnelle* (*OPA*).

Comme l'indique sa définition dans le glossaire de la NERC, un *plan d'exploitation* peut être de nature générale, ou encore spécifier des opérations visant particulièrement certains enjeux de fiabilité. L'utilisation du terme « *plan d'exploitation* » dans les normes TOP et IRO révisées ménage ces deux possibilités. Un *plan d'exploitation* spécifie des processus et des procédures, y compris des échanges électroniques de données, auxquels le *répartiteur* peut recourir quotidiennement afin de réagir de façon fiable à des conditions qui peuvent survenir tout au long de la journée. Il est valide pour le lendemain, le surlendemain, et le jour suivant. Au *plan d'exploitation* devraient se greffer des directives d'exploitation temporaires qui décrivent des mesures de prévention ou d'atténuation visant des situations particulières qui sont signalées au jour le jour par une *OPA* ou une *évaluation en temps réel* (*RTA*).

Comme l'indique la définition du terme « *plan d'exploitation* » dans le glossaire de la NERC, un plan de remise en charge est un exemple de *plan d'exploitation* ; il contient tous les principes fondamentaux qui guideront le *répartiteur* tout au long du processus de remise en charge du réseau. Il ne s'agit pas d'un document visant un scénario particulier de panne d'électricité, mais plutôt d'une boîte à outils comportant des processus, des procédures et des logiciels d'automatisation dont peut se servir le *répartiteur* pour la remise en charge.

Il en va de même pour un *plan d'exploitation*. Celui-ci ne contient pas des instructions visant une situation précise pour le lendemain, mais plutôt des indications sur l'ensemble des processus, procédures et logiciels d'automatisation à la disposition du *répartiteur*. Cela dit, l'existence d'un *plan d'exploitation* n'élimine pas le besoin de créer des plans d'action particuliers pour certains dépassements de limite *SOL* ou *IROL* signalés par une *OPA*. Lorsqu'un *coordonnateur de la fiabilité* procède à une *OPA*, cette analyse peut révéler des cas de dépassements possibles de limite *SOL* ou *IROL* pour des conditions pré*contingence* et post*contingence*. Dans de tels cas, les *coordonnateurs de la fiabilité* devront s'assurer que des plans soient en place pour empêcher ou atténuer ces dépassements de limite *SOL* ou *IROL*, si ces conditions d'exploitation devaient survenir le lendemain.

Le *plan d'exploitation* peut contenir une description du processus de mise en œuvre et de communication de certains plans pour empêcher ou atténuer des dépassements de limite *SOL* ou *IROL* au jour le jour signalés par l'*OPA*. Cette façon de faire pourrait alléger le fardeau administratif potentiel associé au besoin de mise à jour continuelle du « document de plan d'exploitation » aux fins de la conformité.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des changements
1	17 octobre 2008	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	
1	17 mars 2011	Ordonnance de la FERC ratifiant la norme IRO-008-1 (prise d'effet le 23 mai 2011).	
1	28 février 2014	Mise à jour des VSL et des VRF selon l'approbation du 24 juin 2013.	
2	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions dans le cadre du projet 2014-03
2	19 novembre 2015	Approbation par la FERC de la norme IRO-008-2. Dossier RM15-16-000. Ordonnance 817.	
3	13 mai 2021	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révisions dans le cadre du projet 2015-09
3	4 mars 2022	Approbation par la FERC de la norme IRO-008-3 (dossier RD22-2-000)	
3	9 mars 2022	Date d'entrée en vigueur de la norme.	1er avril 2024

Annexe IRO-008-3-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme

IRO-008-3 – Analyses opérationnelles et évaluations en temps réel effectuées par le coordonnateur de la fiabilité

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité : Les *installations* visées par cette norme sont les *installations* du *réseau de transport principal* (*RTP*).

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1.	Adoption de la norme par la Régie de l'énergie :	20 juin 2024
5.2.	Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie :	20 juin 2024
5.3.	Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec :	1er octobre 2026

6. Contexte : Aucune disposition particulière.

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

1.3. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière.

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Interprétations

Aucune disposition particulière.

F. Documents connexes

Le glossaire de référence au Québec est le « Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité au Québec ».

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des changements
1	20 juin 2024	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2024-060.	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Mesures prises par le *coordonnateur de la fiabilité* pour prévenir le dépassement des limites *IROL***

2. Numéro : **IRO-009-2**

3. Objet : Prévenir les instabilités, séparations fortuites ou *déclenchements en cascade* ayant un effet négatif sur la fiabilité de l'*Interconnexion*, en faisant en sorte que des mesures soient prises rapidement pour prévenir ou atténuer tout dépassement des *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (limites *IROL*).

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1 *Coordonnateur de la fiabilité*

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre de la norme IRO-009-2.

B. Exigences et mesures

E1. Pour chaque limite *IROL* qu'il détermine (dans sa *zone de fiabilité*) au moins un jour avant la journée en cours, le *coordonnateur de la fiabilité* doit disposer d'au moins un *processus d'exploitation*, une *procédure d'exploitation* ou un *plan d'exploitation* indiquant les mesures (pouvant aller jusqu'au délestage de charge) qu'il doit prendre ou demander à d'autres de prendre :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation ou exploitation le même jour]

1.1. pouvant être mis en œuvre à temps pour prévenir le dépassement de cette limite *IROL* ;

1.2. visant à atténuer l'ampleur et la durée du dépassement de cette limite *IROL* afin que ce dépassement soit corrigé dans le délai *IROL* T_v correspondant.

M1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir et fournir sur demande des pièces justificatives attestant qu'il dispose de *processus d'exploitation*, de *procédures d'exploitation* ou de *plans d'exploitation* visant à prévenir les dépassements de limite *IROL* et à en atténuer l'ampleur et la durée, conformément à l'exigence E1. Ces pièces justificatives doivent comprendre une liste des limites *IROL* déterminées à l'avance (avec les délais *IROL* T_v correspondants) ainsi qu'un ou plusieurs *processus d'exploitation*, *procédures d'exploitation* ou *plans d'exploitation* datés qui seront utilisés.

E2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit mettre à exécution un ou plusieurs *processus d'exploitation*, *procédures d'exploitation* ou *plans d'exploitation* (sans se limiter à ceux créés selon l'exigence E1) visant à empêcher tout dépassement de limite *IROL* anticipé par la surveillance en *temps réel* ou l'*évaluation en temps réel* du *coordonnateur de la fiabilité*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

M2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir et fournir sur demande des pièces justificatives attestant qu'il a mis à exécution un ou plusieurs *processus d'exploitation*, *procédures d'exploitation* ou *plans d'exploitation* (sans se limiter à ceux créés selon l'exigence E1) conformément à l'exigence E2. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des *processus d'exploitation*, des *procédures d'exploitation* ou des *plans d'exploitation* créés selon l'exigence E1, des registres d'exploitation datés, des enregistrements vocaux datés ou des transcriptions datées d'enregistrements vocaux.

E3. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit agir ou demander à d'autres d'agir de manière à atténuer l'ampleur d'un dépassement de limite *IROL* et de corriger celui-ci dans le délai T_v correspondant, selon les indications de la surveillance en *temps réel* ou de l'*évaluation en temps réel* du *coordonnateur de la fiabilité*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

M3. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir et fournir sur demande des pièces justificatives attestant qu'il a agi ou demandé à d'autres d'agir conformément à l'exigence E3. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des *processus d'exploitation*, des *procédures d'exploitation* ou des *plans d'exploitation*, des registres d'exploitation datés, des enregistrements vocaux datés ou des transcriptions datées d'enregistrements vocaux.

E4. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit respecter les valeurs de limite *IROL* et de délai *IROL* T_v les plus contraignantes dans toute situation d'écart entre les limites *IROL* ou les délais *IROL* T_v associés des *coordonnateurs de la fiabilité* responsables de l'installation concernée (ou du groupe d'installations concerné).
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

M4. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir et fournir sur demande des pièces justificatives attestant qu'il a respecté les valeurs de limite *IROL* et de délai *IROL* T_v les plus contraignantes dans toute situation d'écart entre les limites *IROL* ou les délais *IROL* T_v. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des imprimés d'ordinateur datés, des registres d'exploitation datés, des enregistrements vocaux datés, des transcriptions datées d'enregistrements vocaux ou toute autre pièce équivalente aux fins de l'exigence E4.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité obligatoires et exécutoires de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives de conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son CEA lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les pièces justificatives des exigences E1, E2, E3 et E4 pendant une période mobile de 12 mois.

Le CEA doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent, tous les dossiers d'audit subséquents demandés ou présentés, ainsi que tous les rapports sur les dépassements de limites *IROL* présentés depuis l'audit le plus récent.

1.3. Programme de surveillance de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

Niveaux de gravité de la non-conformité

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1				Une limite *IROL* a été déterminée dans la *zone de fiabilité* au moins un jour à l'avance et le *coordonnateur de la fiabilité* ne disposait d'aucun *processus d'exploitation*, procédure *d'exploitation* ou *plan d'exploitation* indiquant les mesures à prendre pour prévenir le dépassement de cette limite *IROL* (alinéa 1.1). OU Une limite *IROL* a été déterminée dans la *zone de fiabilité* au moins un jour à l'avance et le *coordonnateur de la fiabilité* ne disposait d'aucun *processus d'exploitation*, *procédure d'exploitation* ou *plan d'exploitation* indiquant les mesures à prendre pour atténuer le dépassement de cette limite *IROL* dans le délai *IROL* T_v correspondant (alinéa 1.2).
E2				Aucun *processus d'exploitation*, *procédure d'exploitation* ou *plan d'exploitation* n'a été mis à exécution qui visait à empêcher un dépassement de limite *IROL* anticipé par la surveillance en *temps réel* ou l'*évaluation en temps réel* du *coordonnateur de la fiabilité*.
E3				L'observation des conditions du réseau révèle un dépassement de limite *IROL* dans la zone du *coordonnateur de la fiabilité*, et montre que ce dépassement n'a pas été atténué dans le délai *IROL* T_v correspondant.
E4				Les valeurs de limite *IROL* et de délai *IROL* T_v les plus contraignantes n'ont pas été respectées par les *coordonnateurs de la fiabilité* responsables de l'installation (ou du groupe d'installations) associée à l'*IROL*.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	17 octobre 2008	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	
1	17 mars 2011	Approbation par la FERC de la norme IRO-009-1	
2	13 août 2015	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Changements découlant des recommandations du groupe d'examen quinquennal du projet 2012-09 sur la coordination et l'exploitation pour la fiabilité des Interconnexions.

Annexes de la norme

Aucune.

Justifications

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le conseil d'administration de la NERC, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification des changements à l'exigence E1 : L'équipe de rédaction des normes IRO a fusionné les exigences E1 et E2 de la norme IRO-009-1 de manière à constituer une seule exigence comportant deux alinéas afin de rendre le tout plus concis, puisque les deux exigences avaient du texte commun.

Justification des changements à la nouvelle exigence E2 (antérieurement E3) : L'équipe de rédaction des normes IRO a reformulé cette exigence afin d'en améliorer la clarté et de l'harmoniser avec le texte de normes semblables approuvées par le conseil d'administration de la NERC, par exemple les versions révisées de normes TOP (TOP-001-3, E14) ; d'où l'emploi des expressions « dépassement de limite *IROL* », « surveillance en *temps réel* » et « *évaluation en temps réel* ».

Justification des changements à l'exigence E3 (antérieurement E4) : L'équipe de rédaction des normes IRO a retiré le mot « immédiatement » de l'exigence, considérant que le moment où l'exigence s'applique est inhérent à l'exigence elle-même. L'équipe de rédaction a aussi reformulé cette exigence afin d'en améliorer la clarté et de l'harmoniser avec le texte de normes semblables approuvées par le conseil d'administration de la NERC, par exemple les versions révisées de normes TOP (TOP-001-3, E14) ; d'où l'emploi des expressions « dépassement de limite *IROL* », « surveillance en *temps réel* » et « *évaluation en temps réel* ».

Justification des changements à l'exigence E4 (antérieurement E5) : L'équipe de rédaction des normes IRO a reformulé cette exigence afin d'en améliorer la clarté et de l'harmoniser avec le texte de normes semblables approuvées par le conseil d'administration de la NERC, par exemple les versions révisées de normes TOP (TOP-001-3, E18). L'équipe de rédaction a conservé la clarification qui limite l'applicabilité aux *coordonnateurs de la fiabilité* touchés appropriés.

Annexe QC-IRO-009-2
Dispositions particulières de la norme IRO-009-2 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : Mesures prises par le coordonnateur de la fiabilité pour prévenir le dépassement des limites IROL

2. Numéro : IRO-009-2

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité : Aucune disposition particulière

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 16 juin 2017

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 16 juin 2017

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er juillet 2017

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de l'application de la norme de fiabilité et de son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Programme de surveillance de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Soumission périodique de données

Déclaration de non-conformité

Rapport par exception

Enquête à la suite d'une plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Annexes de la norme

Aucune disposition particulière

Justifications

Aucune disposition particulière

Historique des versions

Révision	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	16 juin 2017	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Spécification et collecte des données et informations du *coordonnateur de la fiabilité***

2. Numéro : **IRO-010-5**

3. Objet : Prévenir les instabilités, séparations fortuites et *déclenchements en cascade* ayant un effet négatif sur la fiabilité, en faisant en sorte que chaque *coordonnateur de la fiabilité* dispose de toutes les données et informations dont il a besoin pour planifier, surveiller et évaluer le fonctionnement de sa *zone de fiabilité*.

4. Applicabilité :

4.1. *Coordonnateur de la fiabilité*

4.2. *Responsable de l'équilibrage*

4.3. *Propriétaire d'installation de production*

4.4. *Exploitant d'installation de production*

4.5. *Exploitant de réseau de transport*

4.6. *Propriétaire d'installation de transport*

4.7. *Distributeur*

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre du projet 2021-06.

B. Exigences et mesures

E1. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit tenir à jour un ou des documents dans lesquels sont spécifiées les données et informations dont il a besoin pour effectuer ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*. Ce ou ces documents de spécification doivent contenir au minimum les éléments suivants : *[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]*

1.1. une liste des données et informations dont le *coordonnateur de la fiabilité* a besoin pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*, y compris des données et informations hors *BES* et des données et informations de réseaux externes, ainsi que la désignation des entités tenues de respecter le ou les documents de spécification, selon ce que le *coordonnateur de la fiabilité* juge nécessaire ;

1.2. les modalités de notification de tout état ou dégradation des *systèmes de protection* et des *automatismes de réseau* ayant cours et qui pourrait nuire à la fiabilité du *réseau* ;

1.3. les modalités de notification concernant les groupes de production du *BES* dans des conditions de temps froid locales annoncées par des prévisions, notamment :

1.3.1. les restrictions d'exploitation liées aux facteurs suivants :

1.3.1.1. la capacité et la disponibilité ;

1.3.1.2. les problèmes d'approvisionnement et de stocks de combustible ;

1.3.1.3. la capacité de changement de combustible ; et

1.3.1.4. les contraintes environnementales ;

1.3.2. les valeurs minimales suivantes pour les groupes de production :

1.3.2.1. la température minimale de conception ; ou

1.3.2.2. la température minimale d'exploitation historique ; ou

1.3.2.3. la température minimale de service actuelle par temps froid, selon une analyse technique ;

1.4. un processus accepté par tous pour résoudre les conflits ;

1.5. une ou des méthodes que doit appliquer toute entité désignée selon l'alinéa 1.1 pour fournir des données et informations, spécifiant notamment :

1.5.1. des échéances ou une fréquence pour la transmission des données et informations ;

1.5.2. des critères de performance quant à la disponibilité et à l'exactitude des données et informations, s'il y a lieu ;

1.5.3. des dispositions concernant la mise à jour ou la correction des données et informations, s'il y a lieu ou si nécessaire ;

1.5.4. un format accepté par tous ;

1.5.5. une ou des méthodes acceptées par tous pour la transmission sécuritaire des données et informations.

M1. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit être en mesure de fournir son ou ses documents de spécification des données et informations datés, à jour et en vigueur.

E2. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit distribuer son ou ses documents de spécification aux entités qui détiennent des données ou informations requises pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planificaton de l'exploitation]

M2. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit être en mesure de fournir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a distribué son ou ses documents de spécification aux entités qui détiennent des données ou informations requises pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : affichages sur le Web avec avis électronique, journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, reçus postaux (indiquant le destinataire, la date et le contenu) ou courriels.

E3. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage*, *propriétaire d'installation de production*, *exploitant d'installation de production*, *exploitant de réseau de transport*, *propriétaire d'installation de transport* et *distributeur* qui reçoit un ou des documents de spécification distribués selon l'exigence E2 doit respecter les prescriptions de ce ou ces documents.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M3. Tout *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage*, *propriétaire d'installation de production*, *exploitant d'installation de production*, *exploitant de réseau de transport*, *propriétaire d'installation de transport* ou *distributeur* qui reçoit un ou des documents de spécification distribués selon l'exigence E2 doit être en mesure de fournir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a respecté les prescriptions de ce ou ces documents d'après les critères indiqués. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : version électronique ou papier de transmissions de données ou attestations provenant du destinataire.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité : Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives : Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage*, *propriétaire d'installation de production*, *exploitant d'installation de production*, *exploitant de réseau de transport*, *propriétaire d'installation de transport* et *distributeur* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-dessous, à moins que son *CEA* lui ordonne de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête :

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver le ou les documents datés, à jour et en vigueur dans lesquels sont spécifiées les données et informations dont il a besoin pour effectuer ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*, selon l'exigence E1 et la mesure M1, ainsi que les documents ayant été en vigueur depuis le dernier audit de conformité.

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver pendant trois années civiles des pièces justificatives attestant qu'il a distribué son ou ses documents de spécification aux entités qui détiennent des données requises pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*, selon l'exigence E2 et la mesure M2.

Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage*, *propriétaire d'installation de production*, *exploitant d'installation de production*, *exploitant de réseau de transport*, *propriétaire d'installation de transport* et *distributeur* qui reçoit un ou des documents de spécification doit conserver des pièces justificatives pour la période la plus récente de 90 jours civils attestant qu'il a respecté les prescriptions de ce ou ces documents, conformément à l'exigence E3 et à la mesure M3.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la *norme de fiabilité*.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification de l'exploitation	Faible	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis un ou deux des éléments des alinéas 1.1 à 1.5 dans la création du ou des documents de spécification des données et informations dont il a besoin pour effectuer ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis trois des éléments des alinéas 1.1 à 1.5 dans la création du ou des documents de spécification des données et informations dont il a besoin pour effectuer ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis quatre des éléments des alinéas 1.1 à 1.5 dans la création du ou des documents de spécification des données et informations dont il a besoin pour effectuer ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a respecté aucun des alinéas 1.1 à 1.5 dans la création du ou des documents de spécification des données et informations dont il a besoin pour effectuer ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas créé de document de spécification des données et informations dont il a besoin pour effectuer ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
Pour ce qui est des non-conformités avec l'exigence E2, l'équipe de rédaction (SDT) précise qu'il faut commencer par le VSL critique, puis continuer vers la gauche du tableau jusqu'à trouver la situation qui s'applique. De cette manière, la taille de l'entité en cause ne viendra pas fausser l'évaluation. Si une petite entité n'a qu'une seule entité responsable de la fiabilité à aviser, le but recherché est que cette situation corresponde à une non-conformité de niveau critique.						
E2	Planification de l'exploitation	Faible	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis de distribuer son ou ses documents de spécification créés selon l'exigence E1 à une des entités, ou à au plus 5 % des entités selon le nombre le plus élevé, qui détiennent des données ou informations requises pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis de distribuer son ou ses documents de spécification créés selon l'exigence E1 à deux des entités, ou à plus de 5 % et à au plus 10 % des entités selon le nombre le plus élevé, qui détiennent des données ou informations requises pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis de distribuer son ou ses documents de spécification créés selon l'exigence E1 à trois des entités, ou à plus de 10 % et à au plus 15 % des entités selon le nombre le plus élevé, qui détiennent des données ou informations requises pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis de distribuer son ou ses documents de spécification créés selon l'exigence E1 à au moins quatre des entités, ou à plus de 15 % des entités selon le nombre le plus élevé, qui détiennent des données ou informations requises pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Moyen	L'entité responsable qui reçoit un ou des documents de spécification distribués selon l'exigence E2 a respecté les prescriptions de ce ou ces documents, mais n'a pas rempli un des critères de l'alinéa 1.5 de l'exigence E1.	L'entité responsable qui reçoit un ou des documents de spécification distribués selon l'exigence E2 a respecté les prescriptions de ce ou ces documents, mais n'a pas rempli deux des critères de l'alinéa 1.5 de l'exigence E1.	L'entité responsable qui reçoit un ou des documents de spécification distribués selon l'exigence E2 a respecté les prescriptions de ce ou ces documents, mais n'a rempli aucun des critères de l'alinéa 1.5 de l'exigence E1.	L'entité responsable qui reçoit un ou des documents de spécification distribués selon l'exigence E2 n'a pas respecté les prescriptions de ce ou ces documents.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des changements
1	17 octobre 2008	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Nouvelle norme
1a	5 août 2009	Ajout de l'annexe 1 : interprétation des exigences E1.2 et E3 telles qu'approuvées par le conseil d'administration de la NERC.	Ajout
1a	17 mars 2011	Ordonnance de la FERC approuvant la norme IRO-010-1a (prise d'effet le 23 mai 2011).	
1a	19 novembre 2013	Mise à jour des VRF selon l'approbation du 24 juin 2013.	
2	Avril 2014	Révisions d'après le projet 2014-03.	
2	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions d'après le projet 2014-03
2	19 novembre 2015	Approbation par la FERC de la norme IRO-010-2 (dossier RM15-16-000).	
3	6 février 2020	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions d'après le projet 2017-07
3	30 octobre 2020	Approbation par la FERC de la norme IRO-010-3 (dossier RD20-4-000).	
4	22 mars 2021	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision dans le cadre du projet 2019-06 (temps froid)
4	11 juin 2021	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision dans le cadre du projet 2019-06
4	24 août 2021	Approbation par la FERC de la norme IRO-010-4 (dossier RD21-5-000).	

Version	Date	Intervention	Suivi des changements
4	27 août 2021	Entrée en vigueur.	1er avril 2023
5	17 août 2023	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision dans le cadre du projet 2021-06
5	2 novembre 2023	Approbation par la FERC de la norme IRO-010-5 (dossier RD23-6-000).	
5	2 novembre 2023	Entrée en vigueur.	1er juillet 2025

Annexe IRO-010-5-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme IRO-010-5 – Spécification et collecte des données et informations du coordonnateur de la fiabilité

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité :

La présente norme s'applique aux installations du *réseau de transport principal* (*RTP*) et, pour l'exigence E1, aux installations désignées en vertu de cette exigence.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 13 septembre 2024

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 13 septembre 2024

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec : 1er avril 2026

B. Exigences et mesures

Disposition particulière applicable à l'exigence E1 (1.1) :
L'expression « hors *BES* » est remplacée par « hors *RTP* ».

Disposition particulière applicable à l'exigence E1 (1.3) :
L'expression « BES » est remplacée par « RTP ».

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Interprétations

Aucune disposition particulière.

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	13 septembre 2024	Nouvelle annexe en suivi de décision D-2024-096.	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Coordination entre les *coordonnateurs de la fiabilité***

2. Numéro : **IRO-014-3**

3. Objet : Faire en sorte que les différents *coordonnateurs de la fiabilité* coordonnent leurs activités de façon que celles-ci n'aient pas d'effet négatif sur les autres *zones de fiabilité*, tout en préservant les avantages de l'exploitation en réseaux interconnectés pour la fiabilité.

4. Applicabilité :

4.1. *Coordonnateur de la fiabilité*

5. Date d'entrée en vigueur :

Voir le plan de mise en œuvre.

6. Contexte :

Voir la page du projet 2014-03 (en anglais).

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit établir et mettre en œuvre des *procédures d'exploitation*, des *processus d'exploitation* ou des *plans d'exploitation* pour les activités qui nécessitent des notifications ou la coordination d'actions susceptibles d'avoir un impact sur les *zones de fiabilité* adjacentes, afin d'assurer la fiabilité de l'*Interconnexion*. Ces *procédures d'exploitation*, *processus d'exploitation* ou *plans d'exploitation* doivent comprendre au minimum les éléments suivants :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation et exploitation le même jour]

1.1. les critères et les processus de notification ;

1.2. les déficits en énergie ou en puissance ;

1.3. le réglage de la tension, y compris la coordination des ressources de puissance réactive ;

1.4. les échanges d'information, y compris sur les retraits programmés et les indisponibilités non planifiées, aux fins des *analyses de planification opérationnelle* et des *évaluations en temps réel* du *coordonnateur de la fiabilité* ;

1.5. des dispositions relatives à des communications périodiques visant à renforcer la fiabilité.

M1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit être en mesure de fournir la plus récente version approuvée de ses *procédures d'exploitation*, *processus d'exploitation* et *plans d'exploitation* qui exigent des notifications ou la coordination d'actions entre les *coordonnateurs de la fiabilité* touchés pour des conditions ou activités susceptibles d'avoir un impact sur les *zones de fiabilité* adjacentes. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents datés, à jour et en vigueur portant sur les éléments spécifiés, et notes provenant de communications périodiques.

E2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit tenir à jour ses *procédures d'exploitation*, *processus d'exploitation* ou *plans d'exploitation* prescrits à l'exigence E1 selon les modalités suivantes : *[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation et exploitation le même jour]*

2.1. procéder à des examens et à des mises à jour annuels, avec au plus 15 mois entre les examens ;

2.2. obtenir l'engagement écrit de tous les *coordonnateurs de la fiabilité* qui devront prendre les mesures spécifiées dans chaque mise à jour ;

2.3. dans les 30 jours suivant une mise à jour, distribuer celle-ci à tous les *coordonnateurs de la fiabilité* qui devront prendre les mesures spécifiées.

M2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant que ses *procédures d'exploitation*, *processus d'exploitation* et *plans d'exploitation* qui imposent des mesures à un ou plusieurs autres *coordonnateurs de la fiabilité* ont été tenus à jour conformément à l'exigence E2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents datés avec accusé de réception, avis datés d'acceptation ou d'engagement à prendre les mesures spécifiées, ou communications électroniques datées avec accusé de réception et avis d'acceptation ou d'engagement à prendre les mesures spécifiées.

E3. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, lorsqu'une *urgence* réelle ou anticipée est signalée dans sa *zone de fiabilité*, doit en aviser les autres *coordonnateurs de la fiabilité* touchés. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]*

M3. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit être en mesure de fournir des pièces justificatives attestant que lorsqu'une urgence réelle ou anticipée a été signalée dans sa *zone de fiabilité*, il en a dûment avisé les autres *coordonnateurs de la fiabilité* touchés. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou documents datés équivalents.

E4. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* touché doit agir comme s'il y avait *urgence* dans chaque cas où les *coordonnateurs de la fiabilité* sont en désaccord sur le fait qu'il y ait *urgence*. *[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]*

M4. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit être en mesure de fournir des pièces justificatives attestant qu'il a agi comme s'il y avait *urgence* dans chaque cas où les *coordonnateurs de la fiabilité* étaient en désaccord sur le fait qu'il y ait *urgence*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou documents équivalents.

E5. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* qui signale une *urgence* dans sa *zone de fiabilité* doit élaborer un plan d'action pour faire face à cette *urgence* dans les cas où les *coordonnateurs de la fiabilité* touchés sont en désaccord sur le fait qu'il y ait *urgence*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M5. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* qui a signalé une *urgence* dans sa *zone de fiabilité* doit détenir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a élaboré un plan d'action pour faire face à cette *urgence* dans les cas où les *coordonnateurs de la fiabilité* touchés étaient en désaccord sur le fait qu'il y ait *urgence*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou documents datés équivalents.

E6. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* touché doit exécuter le plan d'action élaboré par le *coordonnateur de la fiabilité* qui signale l'*urgence* dans les cas où les *coordonnateurs de la fiabilité* touchés sont en désaccord sur le fait qu'il y ait *urgence*, sauf si les interventions demandées enfreignent des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M6. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* touché doit être en mesure de fournir des pièces justificatives attestant qu'il a exécuté le plan d'action élaboré par le *coordonnateur de la fiabilité* qui signale l'*urgence* dans les cas où les *coordonnateurs de la fiabilité* touchés sont en désaccord sur le fait qu'il y ait *urgence*, sauf si les interventions demandées enfreignaient des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou documents datés équivalents.

E7. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit venir en aide, s'il en est capable, à tout autre *coordonnateur de la fiabilité* qui le lui demande, pourvu que ce dernier ait exécuté ses procédures d'urgence, sauf si les interventions demandées sont physiquement impossibles ou enfreignent des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

M7. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit fournir sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il est venu en aide, s'il en était capable, à tout autre *coordonnateur de la fiabilité* qui lui en a fait la demande, sauf si les interventions demandées étaient physiquement impossibles ou enfreignaient des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces justificatives équivalentes en format électronique ou papier. Si une telle situation ne s'est pas produite, le *coordonnateur de la fiabilité* peut fournir une attestation.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « processus de surveillance et d'évaluation de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

1.3. Conservation des données

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les données ou les pièces justificatives suivantes attestant la conformité, à moins que son CEA lui ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces plus longtemps :

- Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver son document à jour en vigueur, ainsi que tout document pertinent en vigueur depuis le dernier audit de conformité, aux fins des exigences E1 et E2 et des mesures M1 et M2.

- Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver, pour la plus récente période de 12 mois, les pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E5 et à la mesure M5.

- Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver, pour les trois dernières années civiles en plus de l'année civile courante, les pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E6 et à la mesure M6.

- Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver, afin d'attester sa conformité aux exigences E3, E4 et E7 ainsi qu'aux mesures M3, M4 et M7, les journaux d'exploitation et les enregistrements vocaux couvrant la plus récente période de 90 jours civils, et les autres pièces justificatives couvrant l'ensemble de la période écoulée depuis le dernier audit de conformité.

Si un *coordonnateur de la fiabilité* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que le retour à la conformité soit constaté ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le CEA doit conserver les derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

2. Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification de l'exploitation et exploitation le même jour	Moyen	Le *coordonnateur de la fiabilité* a établi des *procédures d'exploitation*, des *processus d'exploitation* ou des *plans d'exploitation* pour les activités qui nécessitent des notifications ou la coordination d'actions avec les *coordonnateurs de la fiabilité* des zones adjacentes touchées afin d'assurer la fiabilité de l'*Interconnexion*, mais en omettant un des éléments des alinéas 1.1 à 1.5.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a établi des *procédures d'exploitation*, des *processus d'exploitation* ou des *plans d'exploitation* pour les activités qui nécessitent des notifications ou la coordination d'actions avec les *coordonnateurs de la fiabilité* des zones adjacentes touchées afin d'assurer la fiabilité de l'*Interconnexion*, mais en omettant deux des éléments des alinéas 1.1 à 1.5.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a établi des *procédures d'exploitation*, des *processus d'exploitation* ou des *plans d'exploitation* pour les activités qui nécessitent des notifications ou la coordination d'actions avec les *coordonnateurs de la fiabilité* des zones adjacentes touchées afin d'assurer la fiabilité de l'*Interconnexion*, mais en omettant trois des éléments des alinéas 1.1 à 1.5.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas établi de *procédures d'exploitation*, de *processus d'exploitation* ou de *plans d'exploitation* pour les activités qui nécessitent des notifications ou la coordination d'actions avec les *coordonnateurs de la fiabilité* des zones adjacentes touchées afin d'assurer la fiabilité de l'*Interconnexion*. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas mis en œuvre ses *procédures d'exploitation*, ses *processus d'exploitation* ou ses *plans d'exploitation* pour des activités qui nécessitaient des notifications ou la coordination d'actions

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						avec les *coordonnateurs de la fiabilité* des zones adjacentes touchées afin d'assurer la fiabilité de l'*Interconnexion*.
E2	Planification de l'exploitation et exploitation le même jour	Faible	S. O.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a établi les *procédures d'exploitation*, les *processus d'exploitation* ou les *plans d'exploitation* prescrits à l'exigence E1, mais n'a pas respecté un des alinéas de l'exigence E2.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a établi les *procédures d'exploitation*, les *processus d'exploitation* ou les *plans d'exploitation* prescrits à l'exigence E1, mais n'a pas respecté deux des alinéas de l'exigence E2.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a établi les *procédures d'exploitation*, les *processus d'exploitation* ou les *plans d'exploitation* prescrits à l'exigence E1, mais n'a respecté aucun des alinéas de l'exigence E2.
Pour ce qui est des non-conformités à l'exigence E3, la SDT précise qu'il faut commencer par le VSL critique, puis continuer vers la gauche du tableau jusqu'à trouver la situation qui s'applique. De cette manière, la taille ne viendra pas fausser l'évaluation. Si une petite entité n'a qu'une seule entité responsable de la fiabilité à aviser, le but recherché est que cette situation corresponde à une non-conformité de niveau critique.						
E3	Planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Moyen	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis de notifier un autre *coordonnateur de la fiabilité* touché lorsqu'une *urgence* réelle ou anticipée a été signalée dans sa *zone*	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis de notifier deux autres *coordonnateurs de la fiabilité* touchés lorsqu'une *urgence* réelle ou anticipée a été	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis de notifier trois autres *coordonnateurs de la fiabilité* touchés lorsqu'une *urgence* réelle ou anticipée a été signalée	Le *coordonnateur de la fiabilité* a omis de notifier au moins quatre autres *coordonnateurs de la fiabilité* touchés lorsqu'une *urgence* réelle ou anticipée a été

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			de fiabilité.	signalée dans sa *zone de fiabilité*.	dans sa *zone de fiabilité*.	signalée dans sa *zone de fiabilité*.
E4	Planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas agi comme s'il y avait *urgence* dans un cas où les *coordonnateurs de la fiabilité* étaient en désaccord sur le fait qu'il y ait *urgence*.
E5	Planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la fiabilité* qui a signalé une *urgence* dans sa *zone de fiabilité* n'a pas élaboré un plan d'action pour faire face à cette *urgence* dans un cas où les *coordonnateurs de la fiabilité* touchés étaient en désaccord sur le fait qu'il y ait *urgence*.
E6	Exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la fiabilité* touché n'a pas exécuté le plan d'action élaboré par le

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						coordonnateur de la fiabilité qui a signalé l'*urgence* dans un cas où les *coordonnateurs de la fiabilité* touchés étaient en désaccord sur le fait qu'il y ait *urgence*.
E7	Exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'est pas venu en aide, alors qu'il en était capable, à un autre *coordonnateur de la fiabilité* qui le lui demandait et qui avait exécuté ses procédures d'urgence, sauf si les interventions demandées étaient physiquement impossibles ou auraient enfreint des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Plan d'exploitation – Un *plan d'exploitation* comprend des *processus d'exploitation* de nature générale et des *procédures d'exploitation* de nature particulière. Il peut s'agir d'un document-synthèse qui donne des indications sur un *plan d'exploitation* pour le lendemain, ou encore d'un plan précis pour faire face à un dépassement de limite *SOL* ou *IROL* signalé par une *analyse de planification opérationnelle* (*OPA*).

Comme l'indique sa définition du glossaire de la NERC, un *plan d'exploitation* peut être de nature générale, ou encore spécifier des opérations visant particulièrement certains enjeux de fiabilité. L'utilisation du terme « *plan d'exploitation* » dans les normes TOP et IRO révisées ménage ces deux possibilités. Un *plan d'exploitation* spécifie des processus et des procédures, y compris des échanges électroniques de données, auxquels le *répartiteur* peut recourir quotidiennement afin de réagir de façon fiable à des conditions qui peuvent survenir tout au long de la journée. Il est valide pour le lendemain, le surlendemain, et le jour suivant. Au *plan d'exploitation* devraient se greffer des directives d'exploitation temporaires qui décrivent des mesures de prévention ou d'atténuation visant des situations particulières qui sont signalées au jour le jour par une *OPA* ou une *évaluation en temps réel* (*RTA*).

Comme l'indique la définition du terme « *plan d'exploitation* » dans le glossaire de la NERC, un plan de remise en charge est un exemple de plan *d'exploitation* ; il contient tous les principes fondamentaux qui guideront le *répartiteur* tout au long du processus de remise en charge du réseau. Il ne s'agit pas d'un document visant un scénario particulier de panne d'électricité, mais plutôt d'une boîte à outils comportant des processus, des procédures et des logiciels d'automatisation dont peut se servir le *répartiteur* pour la remise en charge.

Il en va de même pour un *plan d'exploitation*. Celui-ci ne contient pas des instructions visant une situation précise pour le lendemain, mais plutôt des indications sur l'ensemble des processus, procédures et logiciels d'automatisation à la disposition du *répartiteur*. Cela dit, l'existence d'un *plan d'exploitation* n'élimine pas le besoin de créer des plans d'action particuliers pour certains dépassements de limite *SOL* ou *IROL* signalés par une *OPA*. Lorsqu'un *coordonnateur de la fiabilité* procède à une *OPA*, cette analyse peut révéler des cas de dépassements possibles de limite *SOL* ou *IROL* pour des conditions pré*contingence* et post*contingence*. Dans de tels cas, les *coordonnateurs de la fiabilité* devront s'assurer que des plans soient en place pour prévenir ou atténuer ces dépassements de limite *SOL* ou *IROL*, si ces conditions d'exploitation devaient survenir le lendemain.

Le *plan d'exploitation* peut contenir une description du processus de mise en œuvre et de communication de certains plans de prévention ou d'atténuation des dépassements de limite *SOL* ou *IROL* au jour le jour signalés par l'*OPA*. Cette façon de faire pourrait alléger le fardeau

administratif potentiel associé au besoin de mise à jour continuelle du « document de plan d'exploitation » aux fins de la conformité.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des changements
1	10 août 2005	1. Remplacement par des tirets (–) de certains traits d'union (-) incorrectement employés. 2. Ajout d'un trait d'union à l'expression « 30-day » employée comme adjectif. 3. Modification de l'en-tête pour assurer l'uniformité avec le titre. 4. Ajout de majuscules à la première lettre des mots de l'en-tête « Definitions of Terms Used in Standard ». 5. Ajout de points, le cas échéant. 6. Remplacement de « Timeframe » par « Time Frame » au point D, 1.2. 7. Mise en minuscules des mots qui ne correspondent pas à des termes définis : drafting team et self-certification. 8. Remplacement des apostrophes droites par des apostrophes courbes. 9. Ajout de virgules dans les énumérations, p. ex. « Procedures, Processes, or Plans ». 10. Ajout de traits d'union dans l'expression « Reliability Coordinator-to-Reliability Coordinator » utilisée comme adjectif. 11. Suppression de la virgule au point 2.1.2. 12. Suppression des espaces inutiles, le cas échéant.	20 janvier 2006
1	7 février 2006	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
1	16 mars 2007	Approbation par la FERC.	
2	4 août 2011	Révision dans le cadre du projet 2006-6 ; révision des exigences existantes pour des raisons de clarté, retrait des exigences E3 et E4 et intégration d'exigences provenant des normes IRO-015-1 et IRO-016-1. Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision

Version	Date	Intervention	Suivi des changements
3	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision dans le cadre du projet 2014-03

Éclaircissements et commentaires techniques

Justification

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le conseil d'administration de la NERC, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de la terminologie

Le terme « *impact négatif sur la fiabilité* » a été remplacé par le terme « *urgence* », par souci de cohérence entre les normes. Le terme « *urgence* » a été jugé plus inclusif.

Justification de l'exigence E7

Texte ajouté par souci de cohérence avec l'exigence E7 de la norme TOP-001-3 proposée.

Annexe QC-IRO-014-3
Dispositions particulières de la norme IRO-014-3 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : **Coordination entre les coordonnateurs de la fiabilité**

2. Numéro : IRO-014-3

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité : Aucune disposition particulière

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 16 juin 2017

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 16 juin 2017

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er juillet 2017

6. Contexte :

Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Soumission périodique de données

Déclaration de non-conformité

Rapport par exception

Enquête à la suite d'une plainte

1.3. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Le glossaire de référence au Québec est le «Glossaire des termes et acronymes relatifs aux normes de fiabilité au Québec».

Éclaircissements et commentaires techniques

Aucune disposition particulière

Historique des versions

Révision	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	16 juin 2017	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Coordination des retraits**

2. Numéro : **IRO-017-1**

3. Objet : Faire en sorte que les retraits soient coordonnés adéquatement dans l'horizon de planification de l'exploitation et dans l'*horizon de planification du transport à court terme*.

4. Applicabilité :

4.1. *Coordonnateur de la fiabilité*

4.2. *Exploitant de réseau de transport*

4.3. *Responsable de l'équilibrage*

4.4. *Coordonnateur de la planification*

4.5. *Planificateur de réseau de transport*

5. Date d'entrée en vigueur :

Voir le plan de mise en œuvre.

6. Contexte :

Voir la page du projet 2014-03 (en anglais).

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit élaborer, mettre en œuvre et tenir à jour un processus de coordination des retraits de production et de *transport* pour sa *zone de fiabilité*. Ce processus de coordination des retraits doit :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

1.1. indiquer les rôles et les responsabilités de déclaration applicables, notamment :

1.1.1. l'élaboration et la communication des programmes de retraits ;

1.1.2. la répartition des responsabilités de coordination des programmes de retraits entre le ou les *exploitants de réseau de transport* et *responsables de l'équilibrage* ;

1.2. spécifier les exigences temporelles de présentation des demandes de retrait ;

1.3. définir le processus d'évaluation de l'impact des retraits de *transport* et de production dans sa *zone étendue* ;

1.4. définir le processus de coordination permettant de résoudre les conflits de retraits avec ses *exploitants de réseau de transport* et ses *responsables de l'équilibrage* ainsi qu'avec d'autres *coordonnateurs de la fiabilité*.

M1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit être en mesure de fournir son processus daté, à jour et en vigueur de coordination des retraits de production et de *transport* pour sa *zone de fiabilité*.

E2. Chaque *exploitant de réseau de transport* et *responsable de l'équilibrage* doit s'acquitter des fonctions qui lui sont assignées dans le processus de coordination des retraits de son *coordonnateur de la fiabilité*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M2. Chaque *exploitant de réseau de transport* et *responsable de l'équilibrage* doit fournir sur demande des pièces justificatives attestant qu'il s'est acquitté des fonctions qui lui sont assignées dans le processus de coordination des retraits de son *coordonnateur de la fiabilité*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : affichages sur le Web avec avis électronique, journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, reçus postaux (indiquant le destinataire, la date et le contenu) ou courriels.

E3. Chaque *coordonnateur de la planification* et *planificateur de réseau de transport* doit transmettre son *évaluation de la planification* aux *coordonnateurs de la fiabilité* touchés. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]*

M3. Chaque *coordonnateur de la planification* et *planificateur de réseau de transport* doit fournir sur demande des pièces justificatives attestant qu'il a transmis son *évaluation de la planification* aux *coordonnateurs de la fiabilité* touchés. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : affichages sur le Web avec avis électronique, journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, reçus postaux (indiquant le destinataire, la date et le contenu) ou courriels.

E4. Chaque *coordonnateur de la planification* et *planificateur de réseau de transport* doit élaborer, de concert avec son ou ses *coordonnateurs de la fiabilité*, des solutions aux problèmes ou aux conflits touchant les retraits planifiés dans son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

M4. Chaque *coordonnateur de la planification* et *planificateur de réseau de transport* doit fournir sur demande des pièces justificatives attestant qu'il a élaboré, de concert avec son ou ses *coordonnateurs de la fiabilité*, des solutions aux problèmes ou aux conflits touchant les retraits planifiés dans son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : affichages sur le Web avec avis électronique, journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, reçus postaux (indiquant le destinataire, la date et le contenu) ou courriels.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « processus de surveillance et d'évaluation de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

1.3. Conservation des données

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Chaque entité responsable doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les dispositions énoncées ci-dessous, sauf si son CEA lui ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps :

Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver son processus daté, à jour et en vigueur de coordination des retraits prescrit à l'exigence E1 et à la mesure M1, ainsi que tout document pertinent en vigueur depuis le dernier audit de conformité.

Chaque *exploitant de réseau de transport* et *responsable de l'équilibrage* doit conserver pendant trois années civiles des pièces justificatives attestant qu'il a respecté le processus de coordination des retraits de son *coordonnateur de la fiabilité*, conformément à l'exigence E2 et à la mesure M2.

Chaque *coordonnateur de la planification* et *planificateur de réseau de transport* doit conserver pendant trois années civiles des pièces justificatives attestant qu'il a transmis son *évaluation de la planification* aux *coordonnateurs de la fiabilité* touchés, conformément à l'exigence E3 et à la mesure M3.

Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *coordonnateur de la planification* et *planificateur de réseau de transport* doit conserver pendant trois années civiles des pièces justificatives attestant qu'il a participé à l'élaboration de solutions concertées aux problèmes ou aux conflits touchant les retraits planifiés dans l'*évaluation de la planification*, conformément à l'exigence E4 et à la mesure M4, dans la *zone de fiabilité*.

Si une entité responsable est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le CEA doit conserver les derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

2. Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification de l'exploitation	Moyen	Le *coordonnateur de la fiabilité* a élaboré, mis en œuvre et tenu à jour un processus de coordination des retraits de production et de *transport* pour sa *zone de fiabilité*, mais en omettant un des alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a élaboré, mis en œuvre et tenu à jour un processus de coordination des retraits de production et de *transport* pour sa *zone de fiabilité*, mais en omettant deux des alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a élaboré, mis en œuvre et tenu à jour un processus de coordination des retraits de production et de *transport* pour sa *zone de fiabilité*, mais en omettant trois des alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a élaboré, mis en œuvre et tenu à jour un processus de coordination des retraits de production et de *transport* pour sa *zone de fiabilité*, mais en omettant l'ensemble des alinéas 1.1 à 1.4 de l'exigence E1. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas élaboré, mis en œuvre et tenu à jour un processus de coordination des retraits de production et de *transport* pour sa *zone de fiabilité*.
E2	Planification de l'exploitation	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	L'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* ne s'est pas acquitté des fonctions qui lui sont assignées dans le processus de coordination des retraits de son *coordonnateur de la fiabilité*.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Planification de l'exploitation	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* n'a pas transmis son *évaluation de la planification* aux *coordonnateurs de la fiabilité* touchés.
E4	Planification de l'exploitation	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* n'a pas élaboré, de concert avec son ou ses *coordonnateurs de la fiabilité*, des solutions aux problèmes ou aux conflits touchant les retraits planifiés dans son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Horizon – L'horizon de planification de l'exploitation est défini officiellement ainsi : « plans d'exploitation et de ressources allant du lendemain jusqu'à l'horizon saisonnier inclusivement ». La SDT considère que le mot « saisonnier » employé ici peut désigner une période pouvant atteindre une année, et que les exigences de cette norme couvrent donc une période allant du lendemain à une année.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des changements
1	Avril 2014	Nouvelle norme élaborée dans le cadre du projet 2014-03.	Nouvelle norme
1	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision dans le cadre du projet 2014-03

Éclaircissements et commentaires techniques

Justification

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le conseil d'administration de la NERC, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Cette norme répond à des questions soulevées au paragraphe 90 de la proposition réglementaire (NOPR) ainsi qu'à des recommandations du rapport *Standards Independent Experts Review Project* (IERP) et du rapport *FERC/NERC Staff Report on the September 8, 2011 Blackout* concernant le besoin d'une norme sur la coordination des retraits. Il est en effet préférable d'avoir une seule norme qui traite de façon homogène de l'ensemble des questions relatives à la coordination des retraits, plutôt que d'avoir plusieurs exigences dispersées dans différentes normes.

Justification de l'horizon

L'horizon de planification de l'exploitation est défini officiellement ainsi : « plans d'exploitation et de ressources allant du lendemain jusqu'à l'horizon saisonnier inclusivement ». La SDT considère que le mot « saisonnier » employé ici peut désigner une période pouvant atteindre une année, et que les exigences de cette norme couvrent donc une période allant du lendemain à une année.

Justification de l'exigence E3

L'*évaluation de la planification* correspond à un terme défini et à un document que les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* sont déjà tenus de produire en vertu de la norme TPL-001-4 approuvée. Il ne s'agit pas d'une compilation d'études de transit de puissance, mais d'un sommaire textuel des constatations de ces études, y compris des raisonnements et des hypothèses.

Justification de l'exigence E4

La SDT a réécrit l'exigence E4 de manière à indiquer que le processus commence par les *évaluations de la planification* effectuées par le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport*, et que ces *évaluations de la planification* sont ensuite examinées et conciliées au besoin avec le *coordonnateur de la fiabilité*. Ce changement répond à la demande, exprimée au paragraphe 90 de la proposition réglementaire de la FERC, d'une participation directe du *coordonnateur de la fiabilité* au processus de planification pour les périodes qui dépassent l'horizon courant d'un an, ainsi qu'à des recommandations du rapport IERP. Il ne faut pas interpréter ce changement comme un allégement des responsabilités du *coordonnateur de la fiabilité* à cet égard, mais simplement comme une précision quant au point de départ du processus.

La SDT considère qu'à l'avenir, une telle coordination devrait être traitée dans les normes TPL ; pour appuyer cette position la SDT suggère, dans une demande SAR provisoire portant sur la norme TPL-001-4, d'en modifier l'exigence E8 afin de désigner explicitement le *coordonnateur de la fiabilité* comme participant au processus d'examen qui y est décrit.

En outre, la SDT présentera une demande au groupe de travail sur le modèle fonctionnel (Functional Model Working Group) afin d'ajuster les rôles et responsabilités du *coordonnateur de la fiabilité* en fonction de ce nouveau paradigme.

Annexe QC-IRO-017-1
Dispositions particulières de la norme IRO-017-1 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : **Coordination des retraits**

2. Numéro : IRO-017-1

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

Fonctions

Aucune disposition particulière

Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 16 juin 2017

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 16 juin 2017

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er juillet 2017

6. Contexte :

Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Soumission périodique de données

Déclaration de non-conformité

Rapport par exception

Enquête à la suite d'une plainte

1.3. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Éclaircissements et commentaires techniques

Aucune disposition particulière

Historique des versions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	16 juin 2017	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Moyens de surveillance et d'analyse en *temps réel* de la fiabilité par le *coordonnateur de la fiabilité***

2. Numéro : **IRO-018-1(i)**

3. Objet : Établir les exigences applicables aux moyens de surveillance et d'analyse en *temps réel* afin de renforcer la fiabilité du *réseau*.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1 *Coordonnateurs de la fiabilité*

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit mettre en œuvre un *processus d'exploitation* ou une *procédure d'exploitation* visant à assurer la qualité des données en *temps réel* nécessaires pour sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*. Ce *processus d'exploitation* ou cette *procédure d'exploitation* doit comprendre :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

1.1. des critères permettant d'évaluer la qualité des données en *temps réel* ;

1.2. des dispositions visant à informer le *répartiteur* sur la qualité des données en *temps réel* ; et

1.3. des mesures visant à remédier aux problèmes de qualité des données en *temps réel* avec la ou les entités chargées de fournir ces données lorsque le degré de qualité des données a un effet nuisible sur les *évaluations en temps réel*.

M1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a mis en œuvre son *processus d'exploitation* ou sa *procédure d'exploitation* visant à assurer la qualité des données en *temps réel* nécessaires pour sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : 1) un *processus d'exploitation* ou une *procédure d'exploitation*, en format électronique ou papier, qui répond à tous les critères de l'exigence E1 ; et 2) une ou des pièces justificatives attestant que le *coordonnateur de la fiabilité* a mis en œuvre le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* de la façon qui y est prescrite, par exemple des journaux d'exploitation ou autres datés, des listes de contrôle datées et des enregistrements vocaux ou leur transcription.

E2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit mettre en œuvre un *processus d'exploitation* ou une *procédure d'exploitation* visant à assurer la qualité de l'analyse utilisée pour ses *évaluations en temps réel*. Ce *processus d'exploitation* ou cette *procédure d'exploitation* doit comprendre :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

2.1. des critères permettant d'évaluer la qualité de l'analyse utilisée pour ses *évaluations en temps réel* ;

2.2. des dispositions quant à la manière d'indiquer la qualité de l'analyse utilisée pour ses *évaluations en temps réel* ; et

2.3. des mesures visant à remédier aux problèmes de qualité de l'analyse ayant un effet nuisible sur ses *évaluations en temps réel*.

M2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a mis en œuvre son *processus d'exploitation* ou sa *procédure d'exploitation* visant à assurer la qualité de l'analyse utilisée pour ses *évaluations en temps réel* conformément à l'exigence E2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : 1) un *processus d'exploitation* ou une *procédure d'exploitation*, en format électronique ou papier, qui répond à tous les critères de l'exigence E2 ; et 2) une ou des pièces justificatives attestant que le *coordonnateur de la fiabilité* a mis en œuvre le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* de la façon qui y est prescrite, par exemple des journaux d'exploitation datés, des listes de contrôle datées et des enregistrements vocaux ou leur transcription.

E3. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir un contrôleur de fonctionnalité d'alarme qui avise ses *répartiteurs* en cas de panne de son processeur d'alarmes de surveillance en *temps réel*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

M3. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant l'utilisation d'un contrôleur de fonctionnalité d'alarme qui avise ses *répartiteurs* en cas de panne de son processeur d'alarmes de surveillance en *temps réel*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : registres d'exploitation, imprimés d'ordinateur ou spécifications de système.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. *Responsable des mesures pour assurer la conformité*

Le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* (*CEA*) désigne la NERC ou l'entité régionale, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité obligatoires et exécutoires de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée ci-après est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces plus longtemps.

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les pièces justificatives attestant sa conformité aux exigences E1 et E3 ainsi qu'aux mesures M1 et M3 pendant l'année civile en cours et l'année civile précédente, à l'exception des journaux d'exploitation et des

enregistrements vocaux, qui doivent être conservés pendant au moins 90 jours civils, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E2 et à la mesure M2 pendant une période mobile de 30 jours, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

Si un *coordonnateur de la fiabilité* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *CEA* doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

Tableau des éléments de conformité

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	S. O.	Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* du *coordonnateur de la fiabilité* visant à assurer la qualité des données en *temps réel* nécessaires pour sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel* ne comportait pas un des éléments indiqués aux alinéas 1.1 à 1.3.	Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* du *coordonnateur de la fiabilité* visant à assurer la qualité des données en *temps réel* nécessaires pour sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel* ne comportait pas deux des éléments indiqués aux alinéas 1.1 à 1.3.	Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* du *coordonnateur de la fiabilité* visant à assurer la qualité des données en *temps réel* nécessaires pour sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel* ne comportait aucun des éléments indiqués aux alinéas 1.1 à 1.3. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas mis en œuvre un *processus d'exploitation* ou une *procédure d'exploitation* visant à assurer la qualité des données en *temps réel* nécessaires pour sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*.
E2	S. O.	Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* du *coordonnateur de la fiabilité* visant à assurer la qualité de l'analyse utilisée pour ses *évaluations en temps réel* omettait un des éléments indiqués aux alinéas 2.1 à 2.3.	Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* du *coordonnateur de la fiabilité* visant à assurer la qualité de l'analyse utilisée pour ses *évaluations en temps réel* omettait deux des éléments indiqués aux alinéas 2.1 à 2.3.	Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* du *coordonnateur de la fiabilité* visant à assurer la qualité de l'analyse utilisée pour ses *évaluations en temps réel* ne comportait aucun des éléments indiqués aux alinéas à 2.1 à 2.3. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas mis en œuvre un *processus d'exploitation* ou une *procédure d'exploitation* visant à assurer la qualité de l'analyse utilisée pour ses *évaluations en temps réel*.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a un contrôleur de fonctionnalité d'alarme, mais celui-ci n'a pas avisé ses *répartiteurs* lors d'une panne de son processeur d'alarmes de surveillance en *temps réel*.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas de contrôleur de fonctionnalité d'alarme pour aviser ses *répartiteurs* en cas de panne de son processeur d'alarmes de surveillance en *temps réel*.

D. Différences régionales

Aucune

E. Documents connexes

Plan de mise en œuvre

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	30 octobre 2015	Nouvelle norme élaborée dans le cadre du projet 2009-02 en réponse aux recommandations du rapport du Groupe de travail sur les pratiques exemplaires concernant les outils en temps réel et aux prescriptions de la FERC.	S. O.
1	5 mai 2016	Adoption par le Conseil d'administration.	Nouveau document
1	22 septembre 2016	Ordonnance de la NERC approuvant la norme IRO-018-1 (dossier RD16-6-000).	
1(i)	22 septembre 2016	Directive de la NERC ordonnant que le facteur de risque de l'exigence E1 passe de *moyen* à *élevé* (dossier RD16-6-000).	Révision
1(i)	2 novembre 2016	Adoption par le Conseil d'administration.	Nouveau document
1(i)	14 décembre 2016	Lettre de la FERC approuvant la révision du facteur de risque de l'exigence E1 pour le faire passer de *moyen* à *élevé* (dossier RD16-6-001).	

Éclaircissements et commentaires techniques

La « surveillance en *temps réel* » du *système de production-transport d'électricité* (*BES*) est une des principales fonctions des *coordonnateurs de la fiabilité* (*RC*), des *exploitants de réseau de transport* (*TOP*) et des *responsables de l'équilibrage* (*BA*) dans le contexte des normes de fiabilité TOP et IRO. Dans ces normes, la surveillance consiste à observer l'état de fonctionnement et les valeurs d'exploitation en *temps réel* afin de maintenir la connaissance des conditions du réseau. La surveillance en *temps réel* peut comprendre les activités suivantes effectuées en *temps réel* :

- acquisition des données d'exploitation ;
- affichage des données d'exploitation selon les besoins de visualisation des conditions du réseau ;
- alertes sonores ou visuelles pour signaler certaines conditions dans le réseau ; et
- alertes sonores ou visuelles pour signaler une dégradation ou une indisponibilité des moyens de surveillance et d'analyse.

Exigence E1

Le *RC* utilise un ensemble de données en *temps réel*, spécifié dans l'exigence E1 de la norme IRO-010-1a et l'exigence E1 de la norme IRO-010-2, pour sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*. Les exigences relatives à l'exécution de la surveillance et des *évaluations en temps réel* figurent dans d'autres normes de fiabilité.

Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* du *RC* doit énoncer des critères permettant d'évaluer la qualité des données en *temps réel* conformément à l'alinéa 1.1 de l'exigence E1 de la norme IRO-018-1 proposée. Ces critères guident la détection des problèmes de qualité des données, notamment les suivants :

- données à l'extérieur d'un intervalle de valeurs préétabli ;
- données analogiques non mises à jour dans un délai préétabli ;
- saisie manuelle de données en remplacement des données de télémesure ; ou
- données signalées comme non valides ou suspectes pour toute autre raison.

Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* doit spécifier la manière d'informer le personnel d'exploitation de la qualité des données en *temps réel*, par exemple au moyen d'indicateurs de qualité comme des couleurs d'affichage, des témoins visuels ou d'autres indicateurs apparentés qu'on trouve dans les spécifications de surveillance en *temps réel*.

L'alinéa 1.3 de l'exigence E1 indique que le *RC* doit prévoir des mesures visant à remédier aux problèmes de qualité des données en *temps réel* avec la ou les entités chargées de fournir ces données lorsque le degré de qualité des données a un effet nuisible sur les *évaluations en temps réel*. Cet alinéa vise spécifiquement les problèmes de qualité des données qui compromettent les *évaluations en temps réel*. Les autres problèmes de qualité des données moins prioritaires sont traités conformément aux pratiques d'exploitation de l'entité et ne sont pas visés par l'alinéa 1.3 de l'exigence E1.

Les mesures engagées par le *RC* pour remédier aux problèmes de qualité des données sont des actions qui tombent sous ses attributions existantes et font appel aux moyens dont il dispose déjà, et qui lui permettent de s'informer sur la situation et de remplir ses obligations d'*évaluation en temps réel*. Exemples non limitatifs de mesures visant à remédier aux problèmes de qualité des données :

- aviser les entités qui fournissent des données en *temps réel* au *RC* ;

- suivre les processus établis pour résoudre les conflits de données, conformément aux normes IRO-010-1a et IRO-010-2 ou à d'autres normes de fiabilité pertinentes ;
- prendre des mesures correctives pour les données produites par le *RC* lui-même ;
- changer de sources de données afin que le problème de qualité des données ne nuise plus aux *évaluations en temps réel* du *RC* ;
- saisir les données manuellement et les mettre à jour selon les besoins.

Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* doit indiquer clairement au personnel d'exploitation comment reconnaître les données qui nuisent à la qualité de l'*évaluation en temps réel*, afin de permettre de remédier efficacement aux problèmes de qualité des données dans un délai approprié.

Exigence E2

L'exigence E2 oblige les *RC* à prévoir des procédures pour remédier aux problèmes de qualité des résultats d'analyse utilisés pour les *évaluations en temps réel*. Les exigences qui rendent obligatoires les *évaluations en temps réel* figurent dans d'autres normes de fiabilité. Les types d'analyse utilisés pour les *évaluations en temps réel* comprennent par exemple, selon le cas, l'estimation d'état, l'analyse des *contingences* en *temps réel*, l'analyse de *stabilité* ou d'autres études.

Parmi les exemples possibles des types de critères utilisés pour évaluer la qualité des analyses destinées aux *évaluations en temps réel* : tolérance de la solution, décalage par rapport aux données en *temps réel*, convergence, etc.

Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* doit décrire comment le personnel d'exploitation sera informé de la qualité des résultats d'analyse utilisés dans l'*évaluation en temps réel*.

Exigence E3

L'exigence E3 répond à la recommandation S7 du rapport du Groupe de travail sur les pratiques exemplaires concernant les outils en temps réel ; cette recommandation spécifie le besoin d'informer les *répartiteurs* sur l'état de disponibilité de la fonctionnalité d'alarmes.

Un contrôleur de fonctionnalité d'alarme peut être une application intégrée à un système de surveillance en *temps réel*, ou être un système distinct. Les dispositifs de type « Heartbeat » ou « WatchDog » en sont des exemples. Le contrôleur de fonctionnalité d'alarme doit être conçu et mis en œuvre de manière à ne pas cesser de fonctionner en cas de défaillance du processeur d'alarmes de surveillance en *temps réel*.

Justifications

Justification de l'exigence E1

Le *coordonnateur de la fiabilité* (*RC*) utilise un ensemble de données en *temps réel*, spécifié dans l'exigence E1 de la norme IRO-010-1a et l'exigence E1 de la norme IRO-010-2, pour sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*. Les exigences relatives à l'exécution de la surveillance en *temps réel* et des *évaluations en temps réel* figurent dans d'autres normes de fiabilité.

Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* doit spécifier la manière d'informer le personnel d'exploitation de la qualité des données en *temps réel*, par exemple au moyen d'indicateurs de qualité comme des couleurs d'affichage, des témoins visuels ou d'autres indicateurs apparentés qu'on trouve dans les spécifications de surveillance en *temps réel*.

L'alinéa 1.3 de l'exigence E1 de la présente norme stipule que le *RC* doit intégrer à son *processus d'exploitation* ou à sa *procédure d'exploitation* des mesures pour remédier aux problèmes de qualité des données en *temps réel* qui ont un effet nuisible sur ses *évaluations en temps réel*. Des exemples de telles mesures sont présentés à la section *Éclaircissements et commentaires techniques*. Ces mesures pourraient être les mêmes que le processus de résolution des conflits de données prescrit à l'alinéa 3.2 de l'exigence E3 de la norme IRO-010-2, à condition que ce processus s'applique aux problèmes de qualité des données en *temps réel*.

La révision de l'alinéa 1.3, qui stipule de remédier aux problèmes de qualité des données en *temps réel* « lorsque le degré de qualité des données a un effet nuisible sur les *évaluations en temps réel* », clarifie l'étendue des données auxquelles s'applique le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation*.

Justification de l'exigence E2

L'exigence E2 oblige les *RC* à prévoir des procédures pour remédier aux problèmes de qualité des résultats d'analyse utilisés pour les *évaluations en temps réel*. Les exigences qui rendent obligatoires les *évaluations en temps réel* figurent dans d'autres normes de fiabilité. Les types d'analyse utilisés pour les *évaluations en temps réel* comprennent par exemple, selon le cas, l'estimation d'état, l'analyse des *contingences* en *temps réel*, l'analyse de *stabilité* ou d'autres techniques analytiques.

Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* doit décrire comment le personnel d'exploitation sera informé de la qualité des résultats d'analyse utilisés dans l'évaluation en *temps réel*. Le personnel d'exploitation comprend les *répartiteurs* et les membres du personnel de soutien à l'exploitation en *temps réel*.

Justification de l'exigence E3

Cette exigence répond à la recommandation S7 du rapport du Groupe de travail sur les pratiques exemplaires concernant les outils en *temps réel*, qui porte sur la connaissance par les *répartiteurs* de l'état de disponibilité de la fonctionnalité d'alarmes.

Dans la deuxième ébauche de la norme proposée, cette exigence a été révisée par souci de clarté, et le mot *indépendant* été retiré. Le contrôleur de fonctionnalité d'alarme doit pouvoir signaler la défaillance du processeur d'alarmes de surveillance en *temps réel*. Cette fonction pourrait être assurée par une application intégrée à un système de surveillance en *temps réel*, ou encore par un dispositif distinct utilisé par le *répartiteur*. Le contrôleur de fonctionnalité d'alarme ne doit pas devenir inopérant en même temps que le processeur d'alarmes de surveillance en *temps réel*.

Annexe IRO-018-1(i)-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme IRO-018-1(i) – Moyens de surveillance et d'analyse en *temps réel* de la fiabilité par le *coordonnateur de la fiabilité*

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière

2. Numéro : Aucune disposition particulière

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1.	Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie :	9 juin 2020
5.2.	Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie :	9 juin 2020
5.3.	Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe :	1er janvier 2022

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité à la norme de fiabilité visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Éclaircissements et commentaires techniques

Aucune disposition particulière

Justifications

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	9 juin 2020	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : Vérification et déclaration des données de capacité de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

2. Numéro : MOD-025-2

3. Objet : Donner l'assurance que l'information juste, à propos des capacités de puissance active et réactive brute et nette des groupes de production et des capacités de puissance réactive des compensateurs synchrones, soit disponible aux fins des modèles de planification qui servent à évaluer la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (BES).

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1 *Propriétaire d'installation de production*

4.1.2 *Propriétaire d'installation de transport* ayant un ou des compensateur(s) synchrone(s)

4.2. Installations :

Aux fins de la présente norme, le terme « *installation* visée » désigne l'un ou l'autre des éléments suivants :

4.2.1 Groupe de production de plus de 20 MVA (puissance nominale brute) raccordé directement au *système de production-transport d'électricité*;

4.2.2 Compensateur synchrone de plus de 20 MVA (puissance nominale brute) raccordé directement au *système de production-transport d'électricité*;

4.2.3 *Centrale* ou *installation* de production de plus de 75 MVA (puissance nominale brute combinée) raccordée directement au *système de production-transport d'électricité*.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Dans les territoires où une approbation réglementaire est nécessaire[1] :

5.1.1 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux années civiles après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois pour les organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique, chaque *propriétaire d'installation de production* ou

[1] Vérification de parc éolien : Si une entité possède deux parcs éoliens et qu'un de ces parcs a été vérifié, l'entité est réputée avoir effectué 50 % de la vérification, sans égard au nombre d'éoliennes de chaque parc. Un parc éolien correspond à un groupe d'éoliennes raccordées en un point commun de raccordement ou utilisant un système de commande global commun.

propriétaire d'installation de transport doit avoir vérifié au moins 40 % de ses *installations* visées.

5.1.2 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois années civiles après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 60 % de ses *installations* visées.

5.1.3 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre années civiles après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 80 % de ses *installations* visées.

5.1.4 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir cinq années civiles après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié 100 % de ses *installations* visées.

5.2. Dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire[2] :

5.2.1 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux années civiles après l'approbation par le conseil d'administration de la NERC, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 40 % de ses *installations* visées.

5.2.2 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois années civiles après l'approbation par le conseil d'administration de la NERC, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 60 % de ses *installations* visées.

[2] Vérification de parcs éoliens : Si une entité possède deux parcs éoliens et qu'un de ces parcs a été vérifié, l'entité est réputée avoir effectué 50 % de la vérification, sans égard au nombre d'éoliennes de chaque parc. Un parc éolien correspond à un groupe d'éoliennes raccordées en un point commun de raccordement ou utilisant un système de commande global commun.

5.2.3 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre années civiles après l'approbation par le conseil d'administration de la NERC, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 80 % de ses *installations* visées.

5.2.4 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir cinq années civiles après l'approbation par le conseil d'administration de la NERC, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié 100 % de ses *installations* visées.

Note : Le pourcentage de vérification ci-dessus est basé sur le nombre d'équipements visés du propriétaire.

Exigences

E1. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir à son *planificateur de réseau de transport* une vérification de la capacité de puissance active de ses *installations* visées, selon les modalités suivantes : *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification à long terme]*

1.1 Vérifier la capacité de puissance active de ses groupes de production conformément à l'annexe 1.

1.2 Soumettre une copie de l'annexe 2 dûment remplie (ou un formulaire contenant la même information) à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 90 jours civils suivant i) la date de consignation des données d'un essai de performance ou ii) la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir à son *planificateur de réseau de transport* une vérification de la capacité de puissance réactive de ses *installations* visées, selon les modalités suivantes : *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification à long terme]*

2.1 Vérifier, conformément à l'annexe 1, i) la capacité de puissance réactive de ses groupes de production et ii) la capacité de puissance réactive de ses compensateurs synchrones;

2.2 Soumettre une copie de l'annexe 2 dûment remplie (ou un formulaire contenant la même information) à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 90 jours civils suivant i) la date de consignation des données de l'essai de performance ou ii) la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit fournir à son *planificateur de réseau de transport* la vérification de la capacité de puissance réactive de ses *installations* visées, selon les modalités suivantes : *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification à long terme]*

3.1 Vérifier, conformément à l'annexe 1, la capacité de puissance réactive de ses compensateurs synchrones;

3.2 Soumettre une copie de l'annexe 2 dûment remplie (ou un formulaire contenant la même information) à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 90 jours civils suivant i) la date de réalisation de l'essai de performance ou ii) la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification.

B. Mesures

M1. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a effectué la vérification (par exemple une copie de l'annexe 2 remplie ou un autre formulaire de son choix contenant la même information, ou encore l'information datée ayant été recueillie et utilisée pour remplir les annexes), et doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a transmis cette information à son *planificateur de réseau de transport* dans le délai de 90 jours (par exemple des courriels datés ou des reçus postaux datés) en conformité à l'exigence E1.

M2. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a effectué la vérification (par exemple une copie de l'annexe 2 remplie ou un autre formulaire de son choix contenant la même information, ou encore l'information datée ayant été recueillie et utilisée pour remplir les annexes), et doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a transmis cette information à son *planificateur de réseau de transport* dans le délai de 90 jours (par exemple des courriels datés ou des reçus postaux datés) en conformité à l'exigence E2.

M3. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a effectué la vérification (par exemple une copie de l'annexe 2 remplie ou un autre formulaire de son choix contenant une information équivalente, ou encore l'information datée ayant été recueillie et utilisée pour remplir les annexes), et doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a transmis cette information à son *planificateur de réseau de transport* dans le délai de 90 jours (par exemple des courriels datés ou des reçus postaux datés) en conformité à l'exigence E3.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

L'entité régionale doit jouer le rôle de *responsable des mesures pour assurer la conformité* (CEA), à moins que l'entité visée soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'entité régionale. Dans de tels cas, le rôle de CEA est confié à l'organisation de la fiabilité de l'électricité (ERO) ou à une entité régionale approuvée par la FERC ou à un autre organisme gouvernemental pertinent.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *responsable des mesures pour assurer la conformité* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

Le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent chacun conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité comme indiqué ci-après, à moins que son *responsable des mesures pour assurer la conformité* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps aux fins d'une enquête :

- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver la plus récente annexe 2 de la norme MOD-025 et les données utilisées ou le formulaire de son choix contenant la même information, ainsi qu'une pièce justificative de transmission relative aux exigences E1 et E2 et mesures M1 et M2, pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent;
- Le *propriétaire d'installation de transport* doit conserver la plus récente annexe 2 de la norme MOD-025 et les données utilisées ou le formulaire de son choix contenant la même information, ainsi qu'une pièce justificative de transmission relative à l'exigence E3 et mesure M3, pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Si le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués ou approuvés, ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et soumis.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevée	VSL Critique
E1	Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié et a consigné la capacité de puissance active de son groupe de production visé, mais a transmis ces données à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de mise en route ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification. OU Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 1 % et 33 % inclusivement des données. OU Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 66 mois civils,	Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié et a consigné la capacité de puissance active de son groupe de production visé, mais a transmis ces données à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification. OU Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 34 % et 66 % inclusivement des données. OU Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 69 mois civils,	Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié et a consigné la capacité de puissance active de son groupe de production visé, mais a transmis ces données à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification. OU Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 67 % et 99 % inclusivement des données. OU Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 72 mois civils,	Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié et a consigné la capacité de puissance active de son groupe de production visé, mais a transmis ces données à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de plus de 180 jours civils suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification. OU Le *propriétaire d'installation de production* n'a pas vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 d'un de ses groupes de production visés. OU Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevée	VSL Critique
	mais d'au plus 69 mois. OU Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 12 mois civils, mais d'au plus 13 mois.	mais d'au plus 72 mois. OU Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 13 mois civils, mais d'au plus 14 mois.	mais d'au plus 75 mois. OU Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 14 mois civils, mais d'au plus 15 mois.	délai de plus de 75 mois civils. OU Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 15 mois civils.
E2	Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son groupe de production ou de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification. OU Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié la capacité de puissance réactive selon	Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son groupe de production ou de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification. OU Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié la capacité de puissance réactive selon	Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son groupe de production ou de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification. OU Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié la capacité de puissance réactive selon	Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son groupe de production ou de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de plus de 180 jours civils suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification selon l'historique des données d'exploitation. OU Le *propriétaire d'installation de*

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevée	VSL Critique
	l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 1 % et 33 % inclusivement des données. OU Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 66 mois civils, mais d'au plus 69 mois. OU Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 12 mois civils, mais d'au plus 13 mois.	l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 34 % et 66 % inclusivement des données. OU Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 69 mois civils, mais d'au plus 72 mois. OU Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 13 mois civils, mais d'au plus 14 mois.	l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 67 % et 99 % inclusivement des données. OU Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 72 mois civils, mais d'au plus 75 mois. OU Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 14 mois civils, mais d'au plus 15 mois.	*production* n'a pas vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 d'un de ses groupes de production ou de ses compensateurs synchrones visés. OU Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 75 mois civils. OU Le *propriétaire d'installation de production* a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 15 mois civils.
E3	Le *propriétaire d'installation de transport* a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de plus de	Le *propriétaire d'installation de transport* a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de plus de	Le *propriétaire d'installation de transport* a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de plus de	Le *propriétaire d'installation de transport* a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de plus de

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevée	VSL Critique
	90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 1 % et 33 % inclusivement des données. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 66 mois civils, mais d'au plus 69 mois. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans	120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 34 % et 66 % inclusivement des données. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 69 mois civils, mais d'au plus 72 mois. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans	150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 67 % et 99 % inclusivement des données. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 72 mois civils, mais d'au plus 75 mois. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans	180 jours civils suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification. OU Le *propriétaire d'installation de transport* n'a pas vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 d'un de ses compensateurs synchrones visés. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 75 mois civils. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevée	VSL Critique
	un délai de plus de 12 mois civils, mais d'au plus 13 mois.	un délai de plus de 13 mois civils, mais d'au plus 14 mois.	un délai de plus de 14 mois civils, mais d'au plus 15 mois.	un délai de plus de 15 mois civils.

D. Différences régionales

Aucune

E. Documents connexes

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1er décembre 2005	1. Modification des tabulations dans le pied de page. 2. Suppression de la virgule après « 2004 » sous « Development Steps Completed #1 ». 3. Remplacement de certains tirets (-) par des tirets courts (–) ou des tirets longs (—). 4. Ajout de points au besoin. 5. Remplacement des apostrophes droites par des apostrophes typographiques. 6. Remplacement de « Timeframe » par « Time Frame » dans le titre de la rubrique D.1.2. 7. Mise en minuscules de toutes les occurrences du mot « Regional » dans la section D.3. 8. Suppression du mot « less » après « 94% » dans la section 3.4, niveau 4.	20 janvier 2006
2	7 février 2013	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Modification selon la demande d'autorisation de norme (SAR) pour le projet 2007-09 et fusion avec la norme MOD-024-1
2	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme MOD-025-2. (L'ordonnance entre en vigueur le 1er juillet 2016.)	

MOD-025 – Annexe 1 – Vérification des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

Périodicité des vérifications

La périodicité des vérifications de capacité de puissance active et réactive est la suivante :

1. Pour une vérification à partir d'un essai de performance : vérifier chaque *installation* visée au moins tous les cinq ans (avec un maximum de 66 mois civils entre les vérifications), ou dans un délai de 12 mois civils après avoir constaté un changement qui modifie la capacité de puissance active ou réactive de plus de 10 % par rapport à la plus récente capacité déclarée et dont la durée prévue dépasse six mois. La première vérification de chaque *installation* visée par la présente norme doit être une vérification par essai de performance.

2. Pour une vérification à partir de données d'exploitation : vérifier chaque installation visée au moins tous les cinq ans (avec un maximum de 66 mois civils entre les vérifications), ou dans un délai de 12 mois civils après avoir constaté un changement de plus de 10 % de la capacité de puissance active ou réactive par rapport à la plus récente capacité déclarée et dont la durée prévue dépasse six mois. Si des données pour différents points sont obtenues à des dates différentes, désigner la date la plus récente de ces dates comme la date de vérification et reporter cette date comme la date de vérification à la norme MOD-025, Annexe 2, aux fins de la périodicité.

3. Quelle que soit la méthode de vérification : vérifier chaque nouvelle *installation* visée dans les 12 mois civils suivant sa mise en service. Les équipements existants qui n'ont pas été vérifiés pendant plus de cinq ans en raison d'un arrêt prolongé doivent être vérifiés dans un délai de 12 mois civils après leur remise en exploitation.

Les essais de puissance active doivent être effectués de préférence en même temps que les essais de puissance réactive à pleine charge; toutefois, des essais distincts sont autorisés aux fins de la présente norme. Dans le cas des compensateurs synchrones, effectuer seulement les vérifications de capacité de puissance réactive, selon les indications données ci-après.

Si la capacité de puissance réactive est vérifiée par essai, celui-ci doit être planifié à un moment propice à bien démontrer sa capacité de puissance réactive et pendant que l'*exploitant de réseau de transport* prend les précautions nécessaires pour maintenir la tension au jeu de barres à la valeur programmée ou dans une marge de tolérance acceptable par rapport à celle-ci.

Modalités de vérification des *installations* visées

1. Pour les groupes de production de 20 MVA ou moins faisant partie d'une centrale de plus de 75 MVA au total, consigner les données soit individuellement, soit pour l'ensemble des groupes de production. Procéder à une vérification individuelle pour chaque groupe de production ou compensateur synchrone de plus de 20 MVA (valeur nominale brute).

2. Procéder à la vérification en faisant en sorte que tous les équipements auxiliaires nécessaires au fonctionnement normal prévu soient en service, tant pour la capacité de puissance active que pour la capacité de puissance réactive. Procéder à la vérification de la capacité de puissance réactive avec le régulateur automatique de tension en service. Les données d'exploitation d'une période de deux ans avant la date de vérification sont acceptables pour vérifier la capacité de puissance active ou réactive, à condition : a) que ces données répondent aux exigences des alinéas 2.1 à 2.4 ci-après; et b) que ces données d'exploitation correspondent au moins à 90 % du résultat d'un essai antérieur qui couvrait au moins 50 % de la capacité de puissance réactive indiquée sur la courbe de capacité thermique associée (courbe en D). Si l'essai antérieur avait fait l'objet de restrictions excessives (de sorte qu'il ne couvre pas au moins 50 % de la courbe de capacité thermique associée) par des limitations inhabituelles de production ou d'équipement (par exemple des batteries de condensateurs ou d'inductances hors service), la vérification suivante doit être faite au moyen d'un autre essai, et non à partir de données d'exploitation.

2.1. Vérifier la capacité de puissance active et de puissance réactive en surexcitation (retard de phase) de toutes les *installations* visées à leur puissance active de sortie maximale normale (et non d'urgence) prévue au moment des vérifications.

2.1.1 Vérifier la puissance active maximale synchrone du groupe de production et sa puissance réactive en retard de phase pendant au moins une heure.

2.1.2 Vérifier les groupes de production intermittents (par exemple de type éolien, photovoltaïque ou hydraulique au fil de l'eau) à la puissance active de sortie maximale que la ressource intermittente peut produire au moment de la vérification. Vérifier la capacité de puissance réactive des éoliennes et des onduleurs photovoltaïques d'un parc avec au moins 90 % de ces éoliennes et de ces onduleurs photovoltaïques connectés. S'il est impossible de vérifier une *installation* d'éoliennes ou d'onduleurs photovoltaïques en respectant ce seuil de 90 %, en documenter les raisons et procéder à l'essai à la capacité maximale disponible au moment de l'essai. Reprogrammer l'essai de l'installation dans les six mois suivant l'atteinte du seuil de 90 %. Maintenir

la production de puissance active et réactive aussi stable que possible pendant les vérifications.

2.2. Vérifier la capacité de puissance réactive de toutes les *installations* visées, sauf celles de type éolien ou photovoltaïque, pour une puissance réactive maximale en surexcitation (retard de phase) et en sous-excitation (avance de phase) pour les conditions suivantes :

2.2.1 à la puissance active minimale à laquelle l'*installation* devrait normalement fonctionner, recueillir les valeurs maximales de puissance réactive en avance et en retard de phase dès qu'une limite est atteinte;

2.2.2 à la puissance active maximale, recueillir les valeurs maximales de puissance réactive en avance de phase dès qu'une limite est atteinte;

2.2.3 dans le cas des groupes de production nucléaires, il n'est pas obligatoire de vérifier la puissance réactive à la puissance active de sortie minimale.

2.3. Dans le cas d'un groupe de production refroidi à l'hydrogène, procéder à la vérification à la pression d'hydrogène normale d'exploitation.

2.4. Calculer les pertes dans le transformateur élévateur du groupe de production si les mesures de vérification sont prises du côté haute tension du transformateur élévateur. Si nécessaire, on peut estimer les pertes de puissance active et réactive dans le transformateur élévateur en se basant sur l'impédance de celui-ci.

3. Consigner les données suivantes aux fins des vérifications prescrites ci-dessus :

3.1 la valeur des capacités de production de puissance active et réactive brute à la fin de la période de vérification;

3.2 la tension programmée fournie par l'*exploitant de réseau de transport*, le cas échéant;

3.3 la tension sur les côtés haute tension et basse tension du transformateur élévateur du groupe de production ou du ou des transformateurs de raccordement au réseau à la fin de la période de vérification. Si une seule de ces valeurs est mesurée, l'autre peut être calculée;

3.4 les conditions ambiantes, le cas échéant, en fin de période de vérification dont le *propriétaire d'installation de production* pourrait avoir besoin pour corriger la puissance active, par exemple :

- la température ambiante;
- l'humidité relative;
- la température de l'eau de refroidissement;
- autres données jugées pertinentes par le *propriétaire d'installation de production* pour effectuer les corrections en fonction des conditions ambiantes;

3.5 la date ainsi que les heures de début et de fin de la période de vérification (en heures et en minutes);

3.6 le rapport de transformation et les réglages des prises du transformateur élévateur du groupe de production ou du ou des transformateurs de raccordement au réseau;

3.7 les pertes dans le transformateur élévateur du groupe de production (puissance réelle ou réactive) si les mesures de vérification ont été faites sur le côté haute tension du transformateur élévateur;

3.8 si les données de vérification résultent d'un essai de performance ou de données d'exploitation.

4. Établir un schéma unifilaire simplifié (voir l'annexe 2 de la norme MOD-025) indiquant les sources auxiliaires de puissance active et réactive et les raccordements au réseau connexes pour chaque équipement vérifié, y compris les transformateurs élévateurs de groupe de production, les transformateurs de raccordement au réseau et les transformateurs auxiliaires selon le cas. Indiquer les écoulements de puissance réactive et leur sens au moyen de flèches.

4.1 En l'absence de moyens pour mesurer certaines charges auxiliaires réactives, présenter une estimation d'ingénierie et les calculs associés. Les pertes de puissance active et réactive dans les transformateurs seront aussi des estimations ou des calculs. Seuls les résultats sont requis lorsqu'on utilise un logiciel pour calculer les pertes ou les charges.

5. Si le *planificateur de réseau de transport* demande un ajustement, établir la corrélation entre les conditions de l'essai et la puissance générée du groupe de production de manière que la puissance active qu'on peut s'attendre à obtenir du groupe de production puisse être déterminée pour différentes conditions, par exemple pendant la pointe de consommation estivale. Ajuster les valeurs de MW obtenues aux conditions ambiantes spécifiées par le *planificateur de réseau de transport* à sa demande et les soumettre au

planificateur de réseau de transport dans les 90 jours suivant la demande ou la date de consignation ou de sélection des données, selon la date la plus tardive.

Note 1 : Dans certaines conditions du réseau de transport, les valeurs obtenues par la vérification des mégavars prescrite par la norme ne correspondront pas à la courbe de capacité thermique fournie par le fabricant (courbe en D). Or, la vérification prescrite par la norme, même effectuée dans ces conditions du réseau de transport, peut révéler des limitations de l'*installation* visée (instabilité thermique du rotor, réglage des prises ou rapports de transformation incorrects, fonctionnement imprécis de régulateur automatique de tension, etc.) dont l'analyse plus poussée pourrait mener à un correctif. La limite du niveau de mégavars obtenue lors d'un essai de performance ou à partir de données d'exploitation peuvent ne pas être représentatives de la capacité de puissance réactive de l'équipement dans des conditions extrêmes du réseau. Voir la note 2.

Note 2 : Bien que la norme ne l'exige pas, il est souhaitable de procéder à une analyse d'ingénierie afin de déterminer les capacités prévues de l'*installation* visée à des tensions du réseau moins restrictives que celles observées pendant la vérification. Bien que cette analyse ne permette pas de valider intégralement la courbe de capacité thermique (courbe en D), elle produira une estimation raisonnable de la capacité de l'*installation* visée, que le *planificateur de réseau de transport* pourra utiliser aux fins de la modélisation.

Note 3 : La vérification de la puissance réactive vise à définir les limites de capacité de puissance réactive de l'équipement. Si celui-ci n'a pas de capacité en avance de phase, il faut déclarer que cette capacité est inexistante ou indiquer la capacité minimale en retard de phase à laquelle l'équipement peut fonctionner.

Note 4 : Les compensateurs synchrones n'ont besoin d'être vérifiés que pour deux points (un en surexcitation et un autre en sous-excitation), étant donné qu'ils ne produisent pas de puissance active.

MOD-025 – Annexe 2

Schéma unifilaire, tableau et sommaire pour déclaration des informations de vérification

Note : Si la configuration de l'*installation* visée ne se prête pas à l'utilisation du schéma, des tableaux ou des sommaires pour déclaration ci-après, des changements peuvent être faits au formulaire pourvu que toute l'information requise (selon l'annexe 1 de la norme MOD-025) soit reportée.

Raison sociale : **Déclaré par (nom) :**

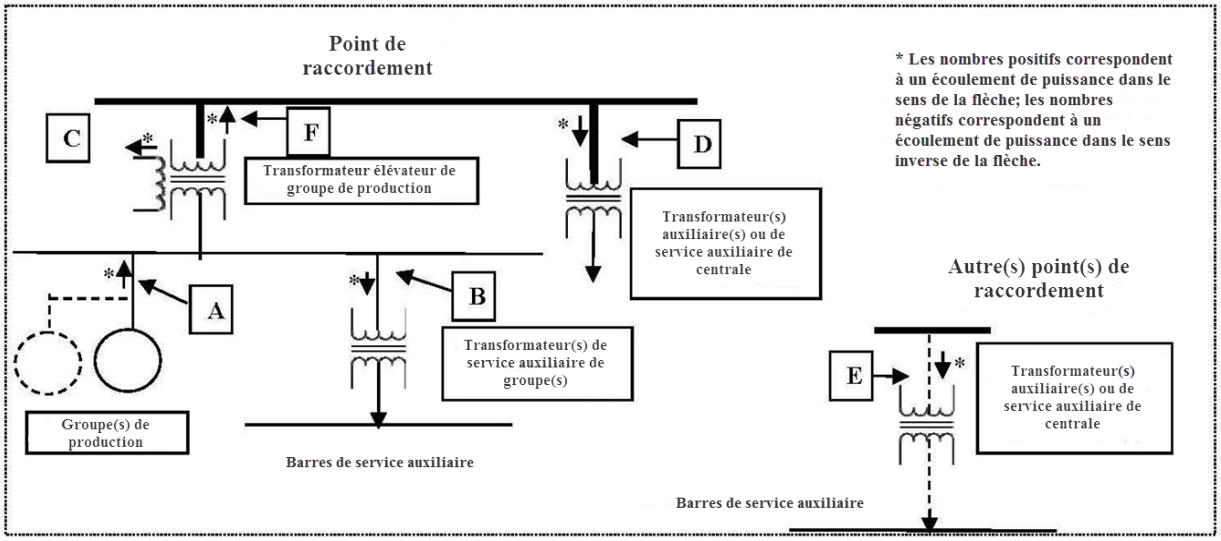
Centrale : **N^{o} de groupe :**

Date de déclaration :

Cocher tous les éléments pertinents :

- ☐ Vérification de la puissance réactive à pleine charge en surexcitation
- ☐ Vérification de la puissance réactive à pleine charge en sous-excitation
- ☐ Vérification de la puissance réactive à la charge minimale en surexcitation
- ☐ Vérification de la puissance réactive à la charge minimale en sous-excitation
- ☐ Vérification de la puissance active
- ☐ Données d'essai de performance
- ☐ Données d'exploitation

Schéma unifilaire simplifié indiquant les raccordements aux charges auxiliaires et les données de vérification :



Point	Tension	Puissance active	Puissance réactive	Commentaires
A	**kV**	**MW**	**Mvar**	Additionner les groupes de production multiples qui sont vérifiés ensemble ou qui font partie d'un même ensemble. Déclarer les valeurs des groupes individuels séparément si les mesures de vérification ont été faites au groupe individuel. Des valeurs individuelles sont exigées pour les groupes de production et les compensateurs synchrones de plus de 20 MVA.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				
B	**kV**	**MW**	**Mvar**	Additionner les transformateurs de service auxiliaire de groupe multiples.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				
C	**kV**	**MW**	**Mvar**	Additionner les charges tertiaires multiples, le cas échéant.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				
D	**kV**	**MW**	**Mvar**	Additionner les transformateurs auxiliaires ou de service auxiliaire de poste.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				
E	**kV**	**MW**	**Mvar**	S'il y a plusieurs points de raccordement, les décrire afin de permettre une modélisation exacte; déclarer les points individuellement (Additionner les transformateurs auxiliaires multiples).
F	**kV**	**MW**	**Mvar**	Capacité nette des équipements.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				

MOD-025 – Annexe 2 (suite)

Données de vérification

Fournir les données par équipement ou par *installation*, s'il y a lieu.

Type de données	Données consignées	Dernière vérification (données antérieures; ne rien inscrire pour la vérification initiale)
Capacité de puissance réactive brute (en Mvar*)		
Puissance réactive des auxiliaires (en Mvar*)		
Capacité de puissance réactive nette (en Mvar*) égale la capacité de puissance réactive brute (en Mvar*) moins la puissance réactive des auxiliaires à la même barre (en Mvar*) et moins la puissance réactive du tertiaire connecté à la même barre (en Mvar*)		
Capacité de puissance active brute (en MW*)		
Puissance active des auxiliaires (en MW*)		
Capacité de puissance active nette (en MW*) égale la capacité de puissance active brute (en MW*) moins la puissance active des auxiliaires à la même barre (en MW*) et moins la puissance active du tertiaire connecté à la même barre (en MW*)		
* Note : Inscrire les valeurs à la fin de la période de vérification.		
Pertes dans le transformateur élévateur de groupe de production (nécessaire seulement si les mesures de vérification sont faites sur le côté haute tension du transformateur du groupe de production) (en Mvar)		

Sommaire de vérification

- Date de la vérification _____, Heure de début de la vérification _____, Heure de fin de la vérification _____
- Tension programmée _____
- Rapport de transformation : Transf. élévateur de groupe___Serv. aux. de groupe____ Serv. aux. de poste____Serv. aux., autre
- Réglages de prises de transformateur : Transf. élévateur du groupe_____Serv. aux. de groupe_____ Serv. aux. de poste_____Serv. aux., autre_____
  Conditions ambiantes à la fin de la période de vérification :

Température de l'air : _____
Humidité relative :_____
Température de l'eau de refroidissement :_____
Autres données, selon le cas :_____

- Pression d'hydrogène du groupe de production pendant l'essai (le cas échéant) :_____

Date à laquelle les données de la colonne « Dernière vérification » du tableau ci-dessus ont été consignées :_____

Remarques :

Note : Si la valeur de vérification n'a pas atteint la courbe de capacité thermique (courbe en D), donner la raison.

Annexe QC-MOD-025-2
Dispositions particulières de la norme MOD-025-2 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : **Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones**

2. Numéro : MOD-025-2

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

4.2. Installations

Aux fins de la présente norme, le terme « installation visée » désigne l'un ou l'autre des éléments suivants :

4.2.1 Groupe de production faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP).

4.2.2 Compensateur synchrone faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP).

4.2.3 Centrale ou installation de production faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP).

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 27 septembre 2017

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 27 septembre 2017

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er octobre 2017

Dates de mise en application applicables aux centrales raccordées au RTP

Installation visée (toutes les exigences) (%)	**Date de mise en application au Québec**
Au moins 40 % des installations visées	1er janvier 2018
Au moins 60 % des installations visées	1er octobre 2018
Au moins 80 % des installations visées	1er octobre 2019
100 % des installations visées	1er octobre 2020

Dates de mise en application applicables aux centrales non raccordées au RTP

Installation visée (toutes les exigences) (%)	Date de mise en application au Québec
Au moins 15 % des installations visées	1er janvier 2018
Au moins 50 % des installations visées	1er octobre 2018
Au moins 75 % des installations visées	1er octobre 2019
100 % des installations visées	1er octobre 2020

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Annexe QC-MOD-025-2
Dispositions particulières de la norme MOD-025-2 applicables au Québec

MOD-025-2 – Annexe 1

Aucune disposition particulière

MOD-025-2 – Annexe 2

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	27 septembre 2017	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale

2. Numéro : MOD-026-1

3. Objet : Vérifier que le modèle des systèmes d'excitation de groupe de production ou des fonctions de la commande volt/var de centrale[1] (incluant le modèle de stabilisateur de puissance et de compensateur d'impédance) et les paramètres de ce modèle, utilisé dans les simulations dynamiques, représente fidèlement le comportement des systèmes d'excitation de groupe de production ou des fonctions de la commande volt/var de centrale dans le cadre de l'évaluation de la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (BES).

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1. *Propriétaire d'installation de production*

4.1.2. *Planificateur de réseau de transport*

4.2. Installations :

Dans le contexte des exigences contenues dans la présente norme, les *installations* qui sont raccordées directement au *système de production-transport d'électricité* (BES) seront désignées par l'expression « groupe visé » si elles répondent aux critères suivants :

4.2.1 Production située dans l'*Interconnexion* de l'Est ou l'*Interconnexion* du Québec ayant les caractéristiques suivantes :

4.2.1.1 Tout groupe individuel de production de plus de 100 MVA (puissance nominale brute).

4.2.1.2 Toute centrale de production individuelle constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement au jeu de barres commun du BES et ayant une production totale de plus de 100 MVA (puissance nominale brute combinée).

4.2.2 Production située dans l'*Interconnexion* de l'Ouest ayant les caractéristiques suivantes :

4.2.2.1 Tout groupe individuel de production de plus de 75 MVA (puissance nominale brute).

4.2.2.2 Toute centrale de production individuelle constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement au jeu de barres commun du BES et ayant une production totale de plus de 75 MVA (puissance nominale brute combinée).

---

[1] Système d'excitation ou les fonctions de commande volt/var de centrale :

a. Dans le cas d'une machine synchrone individuelle, le système d'excitation de groupe de production englobe le groupe de production, l'excitatrice, le régulateur de tension, la compensation d'impédance et le stabilisateur de puissance.

b. Pour une centrale de production combinée, la commande volt/var englobe le système de régulation de la tension et de la puissance réactive qui assure le réglage et la coordination des tensions de la centrale et qui commande les ressources de puissance réactive associées.

4.2.3 Production située dans l'*Interconnexion* ERCOT ayant les caractéristiques suivantes :

4.2.3.1 Tout groupe individuel de production de plus de 50 MVA (puissance nominale brute).

4.2.3.2 Toute centrale de production individuelle constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement au jeu de barres commun du BES et ayant une production totale de plus de 75 MVA (puissance nominale brute combinée).

4.2.4 Pour toutes les *Interconnexions* :

- Tout groupe techniquement justifié[2] qui répond aux critères du registre de la NERC, mais qui n'est par ailleurs pas inclus dans les sections d'applicabilité 4.2.1, 4.2.2 et 4.2.3 ci-dessus et qui est requis par le *planificateur de réseau de transport*.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Pour les exigences E1 et E3 à E6, le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date d'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique.

5.2. Pour l'exigence E2, 30 % de la puissance nominale brute pertinente en MVA des groupes visés de l'entité dans chaque *Interconnexion*, le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables pour la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre ans après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux *responsables de la fiabilité électrique*.

5.3. Pour l'exigence E2, 50 % de la puissance nominale brute pertinente en MVA des groupes visés de l'entité dans chaque *Interconnexion*, le premier jour du premier trimestre civil à survenir six ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables pour la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir six ans après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux *responsables de la fiabilité électrique*.

5.4. Pour l'exigence E2, 100 % de la puissance nominale brute pertinente en MVA des groupes visés de l'entité dans chaque *Interconnexion*, le premier jour du premier trimestre civil à survenir 10 ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les

[2] La justification technique est effectuée par le *planificateur de réseau de transport* démontrant que la réponse simulée du groupe ou de la centrale ne correspond pas à la réponse mesurée du groupe ou de la centrale.

modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables pour la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir 10 ans après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique.

B. Exigences

E1. Chaque *planificateur de réseau de transport* doit fournir l'information demandée ci-dessous au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de 90 jours civils suivant la réception d'une demande écrite : *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]*

- des consignes sur comment obtenir la liste des modèles pour les systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale qui sont acceptables par le *planificateur de réseau de transport* aux fins d'utilisation dans les simulations dynamiques;
- des consignes sur comment obtenir la librairie des modèles diagrammes-blocs ou les caractéristiques des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale pour les modèles que le *planificateur de réseau de transport* trouve acceptables; ou
- des données de modélisation du système d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale spécifique à un groupe visé existant du *propriétaire d'installation de production*, pour tout système présent dans la base de données dynamique du *planificateur de réseau de transport* pour les modèles courants (en usage), incluant le MVA des groupes de production.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir, pour chaque groupe visé, un modèle vérifié du système d'excitation de groupe de production ou des fonctions de la commande volt/var de centrale, incluant la documentation et les données (telles que spécifiées à la partie 2.1) à son *planificateur de réseau de transport*, selon la périodicité spécifiée à l'annexe 1 de la norme MOD-026. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification à long terme]*

2.1. Le modèle de chaque groupe visé doit être vérifié par le *propriétaire d'installation de production* au moyen d'un ou de plusieurs modèles jugés acceptables par le *planificateur de réseau de transport*. La vérification pour les groupes individuels de moins de 20 MVA (puissance nominale brute) d'une centrale de production (voir les alinéas 4.2.1.2, 4.2.2.2 ou 4.2.3.2) peut être effectuée avec un modèle des groupes individuels ou un modèle des groupes combinés, ou les deux. Pour chaque vérification, l'information fournie doit inclure les éléments suivants :

2.1.1. une documentation qui démontre que la réponse du modèle du groupe visé correspond à la réponse enregistrée lors d'une excursion de tension dans le cadre d'un essai de performance ou d'une perturbation de réseau enregistrée;

2.1.2. le fabricant, le numéro de modèle (si disponible) et le type de système d'excitation incluant notamment, statique, c.a. sans balais, c.c. tournant, et/ou des fonctions de la commande volt/var de centrale (si installé);

2.1.3. la structure et les données du modèle, incluant notamment la réactance, les constantes de temps, les facteurs de saturation et l'inertie de rotation totale, ou les données équivalentes pour la génératrice;

2.1.4. la structure et les données du modèle pour le système d'excitation, incluant le régulateur de tension à boucle fermée si un régulateur de tension à boucle fermée est installé, ou la structure et les données du modèle pour la commande volt/var de centrale;

2.1.5. les réglages de compensation (statisme, chute de tension de ligne, compensation différentielle, etc.), si utilisée; et

2.1.6. la structure et les données du modèle pour le stabilisateur de puissance, s'il en est équipé.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir une réponse écrite à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 90 jours civils après avoir reçu l'une des communications suivantes pour un groupe visé :

- un avis écrit de la part de son *planificateur de réseau de transport* (conformément à l'exigence E6) indiquant que le modèle du système d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale n'est pas utilisable;
- des commentaires écrits de la part de son *planificateur de réseau de transport* identifiant des lacunes techniques dans la documentation de vérification du modèle du système d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale; ou
- des commentaires écrits avec pièces justificatives à l'appui de la part de son *planificateur de réseau de transport* indiquant que la réponse simulée du modèle du système d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale ne correspond pas à la réponse enregistrée lors d'un événement sur le réseau de transport.

La réponse écrite doit contenir, soit la justification technique du maintien du modèle courant, soit les changements au modèle, soit un programme de vérification du modèle[3] (conformément à l'exigence E2). *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]*

E4. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir des données révisées de modèle ou un programme de vérification du modèle[4] (conformément à l'exigence E2) pour un groupe visé à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 180 jours civils après avoir apporté des changements au système d'excitation ou aux fonctions de la commande volt/var de centrale, qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement[5]. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]*

---

[3] Si une vérification est effectuée, la période de dix ans spécifiée à l'annexe 1 de la norme MOD-026 recommence.

[4] Même commentaire.

[5] Remplacement de l'excitatrice, du régulateur de tension, du stabilisateur de puissance ou de la commande volt/var de centrale, incluant des modifications logicielles qui modifient la réponse du système d'excitation; ajout ou remplacement de système de commande numérique de la centrale; modifications logicielles du système de commande numérique des installations qui modifient la réponse du système d'excitation; ajout ou remplacement d'une fonction à l'équipement de commande volt/var de centrale (compensateurs statiques, batteries de condensateurs, systèmes d'excitation individuels de groupe de production, etc.); changement de mode de réglage de tension (passage de la régulation du facteur de puissance à la régulation automatique de tension, etc.); ou modification des réglages de l'excitatrice, du régulateur de tension, du compensateur d'impédance ou du stabilisateur de puissance. L'exigence E4 ne s'applique pas aux changements de réglage automatique qui découlent de changements dans le mode d'exploitation.

E5. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir une réponse écrite à son *planificateur de réseau de transport*, dans un délai de 90 jours civils après réception d'une demande technique[6] pour un groupe par le *planificateur de réseau de transport* pour procéder à l'examen du modèle pour un groupe visé ou une centrale, comportant un des éléments suivants : *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]*

- les détails des programmes pour vérifier le modèle (conformément à l'exigence E2); ou
- des données de modèle corrigées, incluant la source de ces données corrigées tel le remplacement de données de modèle générique par des valeurs d'essai provenant d'un fabricant ou la mise à jour des paramètres des données après un examen sur place de l'équipement.

E6. Chaque *planificateur de réseau de transport* doit fournir une réponse écrite au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de 90 jours civils de la réception de l'information sur la vérification de modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale, conformément à l'exigence E2, indiquant que le modèle est utilisable (rencontre les critères spécifiés aux parties 6.1 à 6.3) ou n'est pas utilisable.

6.1. le modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale permet l'initialisation sans erreur;

6.2. une simulation sans perturbation produit des transitoires négligeables; et

6.3. dans le cas d'une simulation par ailleurs stable, le modèle des systèmes d'excitation et de commande volt/var de centrale démontre un amortissement positif lors d'une simulation d'une perturbation.

Si le modèle n'est pas utilisable, le *planificateur de réseau de transport* doit fournir une description technique du pourquoi le modèle n'est pas utilisable. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]*

C. Mesures

M1. Le *planificateur de réseau de transport* doit avoir et fournir la demande datée des consignes ou de données, les consignes ou données transmises et une pièce justificative datée de leur transmission par écrit (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni sa réponse dans le délai de 90 jours civils conformément à l'exigence E1.

M2. Le *propriétaire d'installation de production* doit avoir et fournir une pièce justificative datée attestant qu'il a vérifié le modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale en accord avec la partie 2.1 pour chaque groupe visé, ainsi qu'une pièce justificative datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni le modèle, la documentation et les données à son *planificateur de réseau de transport* conformément à l'exigence E2.

M3. Les pièces justificatives pour l'exigence E3 doivent comprendre la réponse écrite datée du *propriétaire d'installation de production* contenant l'information identifiée à l'exigence E3, ainsi qu'une pièce justificative datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) de cette réponse.

[6] La demande technique est validée par le *planificateur de réseau de transport* démontrant que la réponse simulée du groupe ou de la centrale ne correspond pas à la réponse mesurée du groupe ou de la centrale.

M4. Les pièces justificatives pour l'exigence E4 doivent comprendre, pour chacun des groupes visés du *propriétaire d'installation de production* pour lesquels des changements du système spécifiés à l'exigence E4 ont été effectués, une copie datée des données révisées des modèles ou du programme de vérification du modèle ainsi qu'une pièce justificative datée (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni le modèle et les données révisées ou les programmes dans un délai de 180 jours civils après avoir effectué les changements.

M5. Les pièces justificatives pour l'exigence E5 doivent comprendre la réponse écrite datée du *propriétaire d'installation de production* contenant l'information identifiée à l'exigence E5, ainsi qu'une pièce justificative datée (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni une réponse écrite dans un délai de 90 jours civils après réception d'une demande justifiée techniquement.

M6. Les pièces justificatives pour l'exigence E6 doivent comprendre, pour chaque modèle reçu, la réponse datée indiquant que le modèle était utilisable ou non selon les critères des parties 6.1 à 6.3, et dans le cas d'un modèle non utilisable, une description technique; ainsi qu'une pièce justificative datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant que le *propriétaire d'installation de production* a été avisé dans un délai de 90 jours civils, suivant la réception de l'information sur le modèle.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

L'*entité régionale* doit jouer le rôle de *responsable des mesures pour assurer la conformité* (CEA), à moins que l'entité visée soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'*entité régionale*. Dans de tels cas, le rôle de CEA est confié à l'ERO, à une entité régionale approuvée par la FERC ou à un autre organisme gouvernemental pertinent.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives spécifiques afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *responsable des mesures pour assurer la conformité* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

Le *propriétaire d'installation de production* et le *planificateur de réseau de transport* doivent chacun conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité comme indiqué ci-après, à moins que son *responsable des mesures pour assurer la conformité* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps aux fins d'une enquête :

- Le *planificateur de réseau de transport* doit conserver la demande d'information ou de données et la pièce justificative de la réponse fournie, relativement aux exigences E1 et E6, mesures M1 et M6, pendant trois années civiles à compter de la date où le document a été fourni.
- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver une pièce justificative de la plus récente vérification de modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale relativement à l'exigence E2, mesure M2.

- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver la demande d'information ou de données et la pièce justificative de la réponse fournie, relativement aux exigences E3 à E5, et mesures M3 à M5, pendant trois années civiles à compter de la date où le document a été fourni.

Si le *propriétaire d'installation de production* ou le *planificateur de réseau de transport* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués ou approuvés, ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et soumis.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	Le *planificateur de réseau de transport* a fourni les consignes et les données au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.	Le *planificateur de réseau de transport* a fourni les consignes et les données au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.	Le *planificateur de réseau de transport* a fourni les consignes et les données au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.	Le *planificateur de réseau de transport* n'a pas fourni les consignes et les données au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de 180 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.
E2	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son *planificateur de réseau de transport* après le délai prescrit à l'annexe 1 de la norme MOD-026, mais avec un retard d'au plus 90 jours civils. OU Le *propriétaire d'installation de production* a fourni au *planificateur de réseau de transport* ses modèles vérifiés, mais en omettant une des six parties 2.1.1 à 2.1.6 de l'exigence E2.	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son *planificateur de réseau de transport* après la période de temps prescrite à l'annexe 1 de la norme MOD-026, avec un retard de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils. OU Le *propriétaire d'installation de production* a fourni au *planificateur de réseau de transport* ses modèles vérifiés, mais en omettant deux des six parties 2.1.1 à 2.1.6 de l'exigence E2.	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son *planificateur de réseau de transport* après la période de temps prescrite à l'annexe 1 de la norme MOD-026, avec un retard de plus de 180 jours civils, mais d'au plus 270 jours civils. OU Le *propriétaire d'installation de production* a fourni au *planificateur de réseau de transport* ses modèles vérifiés, mais en omettant trois des six parties 2.1.1 à 2.1.6 de l'exigence E2.	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son *planificateur de réseau de transport* avec un retard de plus de 270 jours civils par rapport à la périodicité prescrite à l'annexe 1 de la norme MOD-026. OU Le *propriétaire d'installation de production* n'a pas utilisé un ou des modèles jugés acceptables par le *planificateur de réseau de transport* tel que décrit à la partie 2.1 de l'exigence E2. OU Le *propriétaire d'installation de production* a fourni au *planificateur de réseau de transport* ses modèles vérifiés, mais en omettant au moins quatre des six parties 2.1.1 à 2.1.6 de l'exigence E2.

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E3	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni une réponse écrite dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après avoir reçu une demande écrite.	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni une réponse écrite dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après avoir reçu une demande écrite.	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni une réponse écrite dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après avoir reçu une demande écrite.	Le *propriétaire d'installation de production* n'a pas fourni une réponse écrite dans un délai de 180 jours civils après avoir reçu une demande écrite. OU La réponse du *propriétaire d'installation de production* ne comportait ni la justification technique du maintien du modèle existant, ni la liste des changements à apporter au modèle, ni un programme de vérification du modèle.
E4	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 180 jours civils, mais d'au plus 210 jours civils après après avoir apporté au système d'excitation ou à la commande volt/var de centrale des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 210 jours civils, mais d'au plus 240 jours civils après après avoir apporté au système d'excitation ou à la commande volt/var de centrale des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 240 jours civils, mais d'au plus 270 jours civils après après avoir apporté au système d'excitation ou à la commande volt/var de centrale des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.	Le *propriétaire d'installation de production* n'a pas fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de 270 jours civils après après avoir apporté au système d'excitation ou à la commande volt/var de centrale des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E5	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni une réponse écrite au *planificateur de réseau de transport* dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après avoir reçu de celui-ci une demande justifiée techniquement de procéder à la révision du modèle d'un groupe visé.	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni une réponse écrite au *planificateur de réseau de transport* dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après avoir reçu de celui-ci une demande justifiée techniquement de procéder à la révision du modèle d'un groupe visé.	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni une réponse écrite au *planificateur de réseau de transport* dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après avoir reçu de celui-ci une demande justifiée techniquement de procéder à la révision du modèle d'un groupe visé.	Le *propriétaire d'installation de production* n'a pas fourni une réponse écrite au *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 180 jours civils après avoir reçu de celui-ci une demande justifiée techniquement de procéder à la révision du modèle d'un groupe visé. OU La réponse écrite du *propriétaire d'installation de production* n'incluait pas un des alinéas de l'exigence E5.
E6	Le *planificateur de réseau de transport* a fourni une réponse écrite au *propriétaire d'installation de production* pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec une description technique si le modèle n'est pas utilisable), dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié.	Le *planificateur de réseau de transport* a fourni une réponse écrite au *propriétaire d'installation de production* pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec une description technique si le modèle n'est pas utilisable), dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié. OU La réponse écrite du *planificateur de réseau de transport* ne comportait pas de confirmation pour un des critères spécifiés du modèle listés dans les parties de 6.1 à 6.3 de l'exigence E6.	Le *planificateur de réseau de transport* a fourni une réponse écrite au *propriétaire d'installation de production* pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec une description technique si le modèle n'est pas utilisable), dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié. OU La réponse écrite du *planificateur de réseau de transport* ne comportait pas de confirmation pour un des critères spécifiés du modèle listés dans les parties de 6.1 à 6.3 de l'exigence E6.	Le *planificateur de réseau de transport* n'a pas fourni une réponse écrite au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de 180 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié. OU La réponse écrite du *planificateur de réseau de transport* ne comportait pas de confirmation pour un des critères spécifiés du modèle listés dans les parties de 6.1 à 6.3 de l'exigence E6.

E. Différences régionales

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	7 février 2013	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Nouvelle
1	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme MOD-026-1. (L'ordonnance entre en vigueur le 1er juillet 2014 pour les exigences E1, E3, E4, E5 et E6, et le 1er juillet 2018 pour l'exigence E2.)	

G. Références

Les documents suivants contiennent des informations techniques dont la portée est plus large que celle de la présente norme relativement à la fonctionnalité, à la modélisation et aux essais des systèmes d'excitation.

1. IEEE 421.1 Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines
2. IEEE 421.2 Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems
3. IEEE 421.5 IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies
4. K. Clark, R.A. Walling, N.W. Miller, "Solar Photovoltaic (PV) Plant Models in PSLF," IEEE/PES General Meeting, Detroit, MI, July 2011
5. M. Asmine, J. Brochu, J. Fortmann, R. Gagnon, Y. Kazachkov, C.-E. Langlois, C. Larose, E. Muljadi, J. MacDowell, P. Pourbeik, S. A. Seman, and K. Wiens, "Model Validation for Wind Turbine Generator Models", IEEE Transactions on Power System, Volume 26, Issue 3, August 2011
6. A. Ellis, E. Muljadi, J. Sanchez-Gasca, Y. Kazachkov, "Generic Models for Simulation of Wind Power Plants in Bulk System Planning Studies," IEEE PES General Meeting 2011, Detroit, MI, July 24-28
7. N.W. Miller, J. J. Sanchez-Gasca, K. Clark, J.M. MacDowell, "Dynamic Modeling of GE Wind Plants for Stability Simulations," IEEE PES General Meeting 2011, Detroit, MI, July 24-28
8. A. Ellis, Y. Kazachkov, E. Muljadi, P. Pourbeik, J.J. Sanchez-Gasca, Working Group Joint Report – WECC Working Group on Dynamic Performance of Wind Power Generation & IEEE Working Group on Dynamic Performance of Wind Power Generation, "Description and Technical Specifications for Generic WTG Models – A Status Report," Proc. IEEE PES 2011 Power Systems Conference and Exposition (PSCE), March 2011, Phoenix, AZ
9. K. Clark, N.W. Miller, R.A. Walling, "Modeling of GE Solar Photovoltaic (PV) Plants for Grid Studies," version 1.1, April 2010
10. K. Clark, N.W. Miller, J. J. Sanchez-Gasca, "Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies," version 4.5, April 16, 2010, Available from GE Energy
11. R.J. Piwko, N.W. Miller, J.M. MacDowell, "Field Testing & Model Validation of Wind Plants," in Proc. IEEE PES General Meeting, Pittsburgh, PA, July 2008
12. N. Miller, K. Clark, J. MacDowell and W. Barton, "Experience with Field and Factory Testing for Model Validation of GE Wind Plants," in Proc. Eur. Wind Energy Conf. Exhib., Brussels, Belgium, March/April 2008
13. IEEE Task Force on Generator Model Validation Testing of the Power System Stability Subcommittee, "Guidelines for Generator Stability Model Validation Testing," IEEE PES General Meeting 2007, paper 07GM1307
14. W.W. Price and J. J. Sanchez-Gasca, "Simplified Wind Turbine Generator Aerodynamic Models for Transient Stability Studies," in PROC IEEE PES 2006 Power Systems Conf. Expo. (PSCE), Atlanta, GA, October 1, 2006, p. 986-992

15. J.J. Sanchez-Gasca, R.J. Piwko, N. W. Miller, W. W. Price, "On the Integration of Wind Power Plants in Large Power Systems," Proc. X Symposium of Specialists in Electric and Expansion Planning (SEPOPE), Florianopolis, Brazil, May 2006

16. N. W. Miller, J. J. Sanchez-Gasca, W. W. Price, R. W. Delmerico, "Dynamic Modeling of GE 1.5 and 3.6 MW Wind Turbine-Generators for Stability Simulations," Proc. IEEE Power Engineering Society General Meeting, Toronto, Ontario, July 2003

17. P. Pourbeik, C. Pink and R. Bisbee, "Power Plant Model Validation for Achieving Reliability Standard Requirements Based on Recorded On-Line Disturbance Data", Proceedings of the IEEE PSCE, March, 2011

MOD-026 – Annexe 1 Périodicité des vérifications de modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale		
N° de rangée	**Condition de vérification**	**Action requise**
1	Établissement de la date de la vérification initiale pour un groupe visé. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au *planificateur de réseau de transport* à la date d'entrée en vigueur ou plus tôt. La rangée 4 s'applique lorsqu'on calcule la conformité d'un parc de production pendant la période de mise en œuvre de 10 ans. Voir les dates d'entrée en vigueur à la section A5.
2	Vérification subséquente pour un groupe visé. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au *planificateur de réseau de transport* à la date du dixième anniversaire de la dernière transmission ou plus tôt (selon la note 1).
3	Vérification initiale pour un nouveau groupe visé, ou pour un groupe visé existant en cas d'installation d'un nouveau système d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 365 jours civils après la date de mise en service.
4	Un groupe visé existant qui est équivalent à d'autres groupes situés au même emplacement physique. ET Chaque groupe visé a la même puissance nominale en MVA. ET La puissance nominale est ≤ 350 MVA. ET Chaque groupe visé a les mêmes composants et les mêmes réglages. ET Le modèle d'un de ces groupes visés équivalents a été vérifié. (Exigence E2)	Décrire la situation dans un document et joindre au modèle vérifié, la documentation et les données fournies au *planificateur de réseau de transport* pour le groupe équivalent vérifié. Vérifier un groupe équivalent différent à chaque période de vérification de 10 ans. S'applique à la rangée 1 lorsqu'on calcule la conformité d'un parc de production pendant la période de mise en œuvre de 10 ans.

MOD-026 – Annexe 1 Périodicité des vérifications de modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale		
N° de rangée	**Condition de vérification**	**Action requise**
5	Le *propriétaire d'installation de production* a transmis un programme de vérification. (Exigence E3, E4 ou E5)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 365 jours civils après la soumission du programme de vérification.
6	Un nouveau groupe visé ou existant n'inclut pas une fonction de régulation de tension en boucle fermée ou une fonction de contrôle de la puissance réactive. (Exigence E2)	L'exigence E2 est rencontrée avec l'envoi au *planificateur de réseau de transport* d'une déclaration écrite à cet effet. Effectuer la vérification selon la périodicité prescrite à la rangée 3 s'appliquant à un nouveau groupe de production (ou à un nouvel équipement) seulement si une régulation en boucle fermée active est utilisée. Voir la note 1 (section A.3) pour des éclaircissements sur ce qui constitue une fonction en boucle fermée active pour des machines synchrones classiques (référence note de bas de page 1a) et pour des centrales de production combinées (référence note de bas de page 1b).
7	Un groupe visé existant a un facteur de capacité net moyen courant, au cours des trois dernières années civiles (du 1er janvier au 31 décembre), de 5 % ou moins. (Exigence E2)	L'exigence E2 est respectée avec l'envoi au *planificateur de réseau de transport* d'une déclaration écrite à cet effet. À la fin du cycle de 10 ans, le facteur de capacité net moyen courant sur trois ans (années 8, 9 et 10) peut être examiné pour déterminer si l'exemption liée au facteur de capacité peut être invoquée pour le cycle de 10 ans suivant. Si cette exemption ne s'applique pas, il faut alors vérifier le modèle dans un délai de 365 jours civils après la date d'expiration de l'exemption liée au facteur de capacité. Le facteur de capacité net est défini à l'annexe F du document GADS *Data Reporting Instructions*, consultable sur le site Web de la NERC.

MOD-026 – Annexe 1

Périodicité des vérifications de modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale

N° de rangée	Condition de vérification	Action requise

NOTES :

NOTE 1 : Établissement de la date de début du cycle de vérification récurrent de dix ans :

La date de début est celle à laquelle le modèle vérifié a effectivement été transmis au *planificateur de réseau de transport* pour la vérification de groupe la plus récente.

NOTE 2 : Prise en compte d'une conformité antérieure :

Une vérification existante de modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale est suffisante pour établir la conformité pour une période de 10 ans à compter de la date de transmission effective, si l'un ou l'autre des cas suivants s'applique :

- Le *propriétaire d'installation de production* dispose déjà d'un modèle vérifié qui est conforme aux politiques, directives ou critères régionaux pertinents au moment de la vérification du modèle.
- Le *propriétaire d'installation de production* dispose déjà d'un modèle vérifié qui est conforme aux exigences de cette norme.

Annexe QC-MOD-026-1
Dispositions particulières de la norme MOD-026-1 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : **Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale**

2. Numéro : MOD-026-1

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

4.2. Installations

Dans le contexte des exigences contenues dans la présente norme, les installations qui font partie du *réseau de transport principal* (RTP) seront désignées par l'expression « groupe visé » si elles répondent aux critères suivants :

4.2.1 Aucune disposition particulière

4.2.1.1 Aucune disposition particulière

4.2.1.2 Toute centrale de production faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP) et ayant une production totale de plus de 100 MVA (puissance nominale brute combinée).

4.2.2 Aucune disposition particulière

4.2.3 Aucune disposition particulière

4.2.4 Tout *installation* du *réseau de transport prinicipal* (RTP) techniquement justifiée[1] qui n'est pas incluse dans les sections d'applicabilité 4.2.1, 4.2.2 et 4.2.3 ci-dessus et qui est requise par le *planificateur de réseau de transport*.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 27 septembre 2017

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 28 septembre 2020

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 28 septembre 2020

[1] La justification technique est effectuée par le *planificateur de réseau de transport* démontrant que la réponse simulée du groupe ou de la centrale ne correspond pas à la réponse mesurée du groupe ou de la centrale.

Dates de mise en application applicables aux groupes visés

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
E1 E3 à E6	100 % des groupes visés	1er janvier 2018
E2	30 % des groupes visés	1er janvier 2021
	50 % des groupes visés	1er octobre 2022
	100 % des groupes visés	1er octobre 2025

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

G. Références

Aucune disposition particulière

MOD-026-1 – Annexe 1

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	27 septembre 2017	Nouvelle annexe	Nouvelle
1	28 septembre 2020	Report du 1er octobre 2020 au 1er janvier 2021 de la date de mise en application applicable à 30% des groupes visées pour l'exigence E2, en suivi de la décision D-2020-128	Révision

A. Introduction

1. Titre : Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance

2. Numéro : MOD-027-1

3. Objet : Vérifier si le modèle de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance[1] et si les paramètres de ce modèle, utilisés dans les simulations dynamiques, représentent fidèlement la réponse des systèmes de régulation de la puissance des groupes de production aux variations de fréquence du réseau, dans le cadre de l'évaluation de la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (BES).

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1. *Propriétaire d'installation de production*

4.1.2. *Planificateur de réseau de transport*

4.2. Installations :

Dans le contexte des exigences contenues dans la présente norme, les *installations* qui sont raccordées directement au *système de production-transport d'électricité* (BES) seront désignées par l'expression « groupe visé » si elles répondent aux critères suivants :

4.2.1 Production située dans l'*Interconnexion* de l'Est ou l'*Interconnexion* du Québec ayant les caractéristiques suivantes :

4.2.1.1 Tout groupe individuel de production de plus de 100 MVA (puissance nominale brute).

4.2.1.2 Toute centrale de production individuelle constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement à un jeu de barres commun du BES et ayant une production totale de plus de 100 MVA (puissance nominale brute combinée).

4.2.2 Production située dans l'*Interconnexion* de l'Ouest ayant les caractéristiques suivantes :

4.2.2.1 Tout groupe individuel de production de plus de 75 MVA (puissance nominale brute).

4.2.2.2 Toute centrale de production individuelle constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement à un jeu de barres commun du BES et ayant une production totale de plus de 75 MVA (puissance nominale brute combinée).

---

[1] Les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance :

a. Les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge s'appliquent dans le cas d'une machine synchrone conventionnelle.

b. L'asservissement en fréquence-puissance s'applique aux groupes de production raccordés avec un onduleur (souvent présents dans des centrales à production variable).

4.2.3 Production située dans l'*Interconnexion* ERCOT ayant les caractéristiques suivantes :

4.2.3.1 Tout groupe individuel de production de plus de 50 MVA (puissance nominale brute).

4.2.3.2 Toute centrale de production individuelle constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement à un jeu de barres commun du BES et ayant une production totale de plus de 75 MVA (puissance nominale brute combinée).

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Pour les exigences E1 et E3 à E5, le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date d'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux reponsables de la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux reponsables de la fiabilité électrique.

5.2. Pour l'exigence E2, 30 % de la puissance nominale brute pertinente en MVA des groupes visés de l'entité dans chaque *Interconnexion*, le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux reponsables de la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre ans après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux reponsables de la fiabilité électrique.

5.3. Pour l'exigence E2, 50 % de la puissance nominale brute pertinente en MVA des groupes visés de l'entité dans chaque *Interconnexion*, le premier jour du premier trimestre civil à survenir six ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux reponsables de la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir six ans après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux reponsables de la fiabilité électrique.

5.4. Pour l'exigence E2, 100 % de la puissance nominale brute pertinente en MVA des groupes visés de l'entité dans chaque *Interconnexion*, le premier jour du premier trimestre civil à survenir 10 ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux reponsables de la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir 10 ans après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux reponsables de la fiabilité électrique.

B. Exigences

E1. Chaque *planificateur de réseau de transport* doit fournir l'information demandée ci-dessous au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de 90 jours civils suivant la réception d'une demande écrite : *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]*

- des consignes sur comment obtenir la liste des modèles de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance qui sont acceptables par le *planificateur de réseau de transport* aux fins d'utilisation dans les simulations dynamiques ;
- des consignes sur comment obtenir la librairie des diagrammes-blocs des modèles dynamiques pour les systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance et/ou les caractéristiques des modèles qui sont acceptables par le *planificateur de réseau de transport* ; ou
- des données de modélisationde système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance spécifique à un groupe visé existant du *propriétaire d'installation de production*, pour tout système présent dans la base de données dynamique du *planificateur de réseau de transport* pour les modèles courants (en usage), incluant le MVA des groupes de production.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir, pour chaque groupe visé, un modèle vérifié des systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance, incluant la documentation et les données (telles que spécifiées à la partie 2.1) à son *planificateur de réseau de transport*, selon la périodicité spécifiée à l'annexe 1 de la norme MOD-027. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification à long terme]*

2.1. Le modèle de chaque groupe visé doit être vérifié par le *propriétaire d'installation de production* au moyen d'un ou de plusieurs modèles jugés acceptables par le *planificateur de réseau de transport*. La vérification pour les groupes individuels de moins de 20 MVA (puissance nominale brute) d'une centrale de production (voir les alinéas 4.2.1.2, 4.2.2.2 ou 4.2.3.2) peut être effectuée avec un modèle des groupes individuels ou un modèle des groupes combinés, ou les deux. Pour chaque vérification, l'information fournie doit inclure les éléments suivants :

2.1.1. une documentation qui compare la réponse en puissance (MW) du modèle du groupe visé à la réponse enregistrée pour :

- une excursion en fréquence d'une perturbation sur le réseau qui répond à la note 1 de l'annexe 1 de MOD-027 avec le groupe visé en réseau; ou
- un changement de consigne du régulateur de vitesse avec le groupe visé en réseau ; ou
- un essai de délestage partiel de la charge[2].

[2] Les différences entre le modèle vérifié des systèmes et le modèle de simulation final doivent être identifiées, particulièrement lorsqu'on analyse des données de délestage de charge. La plupart des systèmes changent le gain ou ont un retour à la vitesse synchrone qui prend effet lors du déclenchement du disjoncteur. Le contrôle de la charge ou les valeurs de seuil ne seront pas actifs une fois le disjoncteur ouvert. Il faut présenter une méthode permettant de tenir compte de ces différences si le modèle final n'est pas validé à partir de données réelles dans les conditions normales d'exploitation auxquelles le modèle est censé s'appliquer.

2.1.2. le type de système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance[3] ;

2.1.3. la description de la turbine (turbine hydraulique de type : Kaplan, Francis ou Pelton ; turbine à vapeur de type : chaudière à vapeur, combustible normal, turbine ; turbine à gaz : type et fabricant ; turbine de centrale à production variable : type et fabricant) ;

2.1.4. la structure du modèle et les données pour les systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance ; et

2.1.5. la représentation des effets sur la réponse en puissance des boucles de contrôle externes (par exemple la valeur de consigne donnée par l'opérateur ou un contrôle de la charge à l'exclusion du *réglage automatique de la production* (AGC)) qui auraient préséance sur la réponse du régulateur de vitesse (incluant le cas d'un régulateur bloqué ou inopérant ou des modes de fonctionnement qui limitent la *réponse en fréquence*), si applicable.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir une réponse écrite à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 90 jours civils après avoir reçu l'une des communications suivantes pour un groupe visé :

- un avis écrit de la part de son *planificateur de réseau de transport* (conformément à l'exigence E5) indiquant que le modèle du système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance n'est pas utilisable ;
- des commentaires écrits de la part de son *planificateur de réseau de transport* identifiant des lacunes techniques dans la documentation de vérification du modèle du système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance ; ou
- des commentaires écrits avec pièces justificatives à l'appui de la part de son *planificateur de réseau de transport* indiquant que la réponse simulée du modèle du système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance ne se rapproche pas de la réponse enregistrée lors d'au moins trois événements sur le réseau de transport.

La réponse écrite doit contenir, soit la justification technique du maintien du modèle courant, soit les changements au modèle, soit un programme de vérification du modèle[4] (conformément à l'exigence E2). *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]*

---

[3] Les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance :

a. Les systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge s'appliquent à la production classique par machines synchrones.

b. Les systèmes de de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en fréquence-puissance s'applique à des groupes de production raccordés par onduleur (souvent présents dans des centrales à production variable).

[4] Si une vérification est effectuée, la période de dix ans spécifiée à l'annexe 1 de la norme MOD-027 recommence.

E4. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir des données révisées de modèle ou un programme de vérification du modèle[5] (conformément à l'exigence E2) pour un groupe visé à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 180 jours civils après avoir apporté des changements au système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance, qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement[6]. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]*

E5. Chaque *planificateur de réseau de transport* doit fournir une réponse écrite au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de 90 jours civils de la réception de l'information sur la vérification de modèle des systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance, conformément à l'exigence E2, indiquant que le modèle est utilisable (satisfait les critères spécifiés aux parties 5.1 à 5.3) ou n'est pas utilisable.

5.1. le modèle des systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance permet l'initialisation sans erreur ;

5.2. une simulation sans perturbation produit des transitoires négligeables ; et

5.3. dans le cas d'une simulation par ailleurs stable, une simulation de perturbation donne lieu à un amortissement positif par le modèle des systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance.

Si le modèle n'est pas utilisable, le *planificateur de réseau de transport* doit fournir une justification de sa décision en fournissant une description technique du pourquoi le modèle n'est pas utilisable. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]*

C. Mesures

M1. Le *planificateur de réseau de transport* doit avoir et fournir la demande datée de consignes ou de données, les consignes ou données transmises et une pièce justificative datée de leur transmission par écrit (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni sa réponse dans le délai de 90 jours civils conformément à l'exigence E1.

M2. Le *propriétaire d'installation de production* doit avoir et fournir une pièce justificative datée attestant qu'il a vérifié le modèle des systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance en accord avec la partie 2.1 pour chaque groupe visé, ainsi qu'une pièce justificative datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni le modèle, la documentation et les données à son *planificateur de réseau de transport* conformément à l'exigence E2.

[5] Même commentaire.

[6] Remplacement ou modification des systèmes (incluant des modifications logicielles ou un ajout ou remplacement de système de commande numérique des installations) ; modifications logicielles du système de commande numérique des installations qui modifient le statisme, la zone morte ou la réponse en fréquence ; changement de mode de réglage en fréquence (passage d'une commande par statisme à une commande à puissance constante (MW), etc.).

M3. Les pièces justificatives pour l'exigence E3 doivent comprendre la réponse écrite datée du *propriétaire d'installation de production* contenant l'information identifiée à l'exigence E3, ainsi qu'une pièce justificative datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) de cette réponse.

M4. Les pièces justificatives pour l'exigence E4 doivent comprendre, pour chacun des groupes visés du *propriétaire d'installation de production* pour lesquels des changements du système spécifiés à l'exigence E4 ont été effectués, une copie datée des données révisées des modèles ou du programme de vérification du modèle ainsi qu'une pièce justificative datée (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni le modèle et les données révisées ou les programmes dans un délai de 180 jours civils après avoir effectué les changements.

M5. Les pièces justificatives pour l'exigence E5 doivent comprendre, pour chaque modèle reçu, la réponse datée indiquant que le modèle était utilisable ou non selon les critères des parties 5.1 à 5.3, et dans le cas d'un modèle non utilisable, une description technique ; ainsi qu'une pièce justificative datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant que le *propriétaire d'installation de production* a été avisé dans un délai de 90 jours civils, suivant la réception de l'information sur le modèle conformément à l'exigence E5.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

L'*entité régionale* doit jouer le rôle de *responsable des mesures pour assurer la conformité* (CEA), à moins que l'entité visée soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'*entité régionale*. Dans de tels cas, le rôle de CEA est confié à l'ERO, à une entité régionale approuvée par la FERC ou à un autre organisme gouvernemental pertinent.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives spécifiques afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *responsable des mesures pour assurer la conformité* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

Le *propriétaire d'installation de production* et le *planificateur de réseau de transport* doivent chacun conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité comme indiqué ci-après, à moins que son *responsable des mesures pour assurer la conformité* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps aux fins d'une enquête :

- Le *planificateur de réseau de transport* doit conserver la demande d'information ou de données et la pièce justificative de la réponse fournie, relativement aux exigences E1 et E5, mesures M1 et M5, pendant trois années civiles à compter de la date où le document a été fourni.
- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver une pièce justificative de la plus récente vérification de modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de charge-fréquence relativement à l'exigence E2, mesure M2.

- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver la demande d'information ou de données et la pièce justificative de la réponse fournie, relativement aux exigences E3 à E4, et mesures M3 à M4, pendant trois années civiles à compter de la date où le document a été fourni.

Si le *propriétaire d'installation de production* ou le *planificateur de réseau de transport* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués ou approuvés, ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et soumis.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	Le *planificateur de réseau de transport* a fourni les consignes et les données au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.	Le *planificateur de réseau de transport* a fourni les consignes et les données au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.	Le *planificateur de réseau de transport* a fourni les consignes et les données au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.	Le *planificateur de réseau de transport* n'a pas fourni les consignes et les données au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de 180 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.
E2	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son *planificateur de réseau de transport* après le délai prescrit à l'annexe 1 de la norme MOD-027, mais avec un retard d'au plus 90 jours civils. OU Le *propriétaire d'installation de production* a fourni au *planificateur de réseau de transport* ses modèles vérifiés, mais en omettant une des cinq parties 2.1.1 à 2.1.5 de l'exigence E2.	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son *planificateur de réseau de transport* après la période de temps prescrite à l'annexe 1 de la norme MOD-027, avec un retard de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils. OU Le *propriétaire d'installation de production* a fourni au *planificateur de réseau de transport* ses modèles vérifiés, mais en omettant deux des cinq parties 2.1.1 à 2.1.5 de l'exigence E2.	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son *planificateur de réseau de transport* après la période de temps prescrite à l'annexe 1 de la norme MOD-027, avec un retard de plus de 180 jours civils, mais d'au plus 270 jours civils. OU Le *propriétaire d'installation de production* a fourni au *planificateur de réseau de transport* ses modèles vérifiés, mais en omettant trois des cinq parties 2.1.1 à 2.1.5 de l'exigence E2.	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son *planificateur de réseau de transport* avec un retard de plus de 270 jours civils par rapport à la périodicité prescrite à l'annexe 1 de la norme MOD-027. OU Le *propriétaire d'installation de production* n'a pas utilisé un ou des modèles jugés acceptables par le *planificateur de réseau de transport* tel que décrit à la partie 2.1 de l'exigence E2. OU Le *propriétaire d'installation de production* a fourni au *planificateur de réseau de transport* ses modèles vérifiés, mais en omettant au moins quatre des cinq parties 2.1.1 à 2.1.5 de l'exigence E2.

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E3	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni une réponse écrite dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après avoir reçu une demande écrite.	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni une réponse écrite dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après avoir reçu une demande écrite.	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni une réponse écrite dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après avoir reçu une demande écrite.	Le *propriétaire d'installation de production* n'a pas fourni une réponse écrite dans un délai de 180 jours civils après avoir reçu une demande écrite. OU La réponse du *propriétaire d'installation de production* ne comportait ni la justification technique du maintien du modèle existant, ni la liste des changements à apporter au modèle, ni un programme de vérification du modèle.
E4	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 180 jours civils, mais d'au plus 210 jours civils après après avoir apporté au système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 210 jours civils, mais d'au plus 240 jours civils après avoir apporté au système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 240 jours civils, mais d'au plus 270 jours civils après avoir apporté au système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.	Le *propriétaire d'installation de production* n'a pas fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de 270 jours civils après après avoir apporté au système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E5	Le *planificateur de réseau de transport* a fourni une réponse écrite au *propriétaire d'installation de production* pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec une description technique si le modèle n'est pas utilisable), dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié.	Le *planificateur de réseau de transport* a fourni une réponse écrite au *propriétaire d'installation de production* pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec une description technique si le modèle n'est pas utilisable), dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié. OU La réponse écrite du *planificateur de réseau de transport* ne comportait pas de confirmation pour un des critères spécifiés du modèle listés dans les parties de 5.1 à 5.3 de l'exigence E5.	Le *planificateur de réseau de transport* a fourni une réponse écrite au *propriétaire d'installation de production* pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec une description technique si le modèle n'est pas utilisable), dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié. OU La réponse écrite du *planificateur de réseau de transport* ne comportait pas de confirmation pour un des critères spécifiés du modèle listés dans les parties de 5.1 à 5.3 de l'exigence E5.	Le *planificateur de réseau de transport* n'a pas fourni une réponse écrite au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de 180 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié. OU La réponse écrite du *planificateur de réseau de transport* ne comportait pas de confirmation pour un des critères spécifiés du modèle listés dans les parties de 5.1 à 5.3 de l'exigence E5.

E. Différences régionales

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	7 février 2013	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Nouvelle
1	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme MOD-027-1. (L'ordonnance entre en vigueur le 1er juillet 2014 pour les exigences E1, E3, E4 et E5, et le 1er juillet 2018 pour l'exigence E2.)	

G. Références

Les documents suivants contiennent des informations techniques dont la portée est plus large que celle de la présente norme relativement à la fonctionnalité, à la modélisation et aux essais des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de charge-fréquence.

1. IEEE Task Force on Generator Model Validation Testing of the Power System Stability Subcommittee, "Guidelines for Generator Stability Model Validation Testing," IEEE PES General Meeting 2007, paper 07GM1307
2. L. Pereira "New Thermal Governor Model Development: Its Impact on Operation and Planning Studies on the Western Interconnection" IEEE POWER AND ENERGY MAGAZINE, MAY/JUNE 2005
3. D.M. Cabbell, S. Rueckert, B.A. Tuck, and M.C. Willis, "The New Thermal Governor Model Used in Operating and Planning Studies in WECC," in Proc. IEEE PES General Meeting, Denver, CO, 2004
4. S. Patterson, "Importance of Hydro Generation Response Resulting from the New Thermal Modeling-and Required Hydro Modeling Improvements," in Proc. IEEE PES General Meeting, Denver, CO, 2004
5. L. Pereira, D. Kosterev, D. Davies, and S. Patterson, "New Thermal Governor Model Selection and Validation in the WECC," IEEE Trans. Power Syst., vol. 19, no 1, pp. 517-523, February 2004
6. L. Pereira, J. Undrill, D. Kosterev, D. Davies, and S. Patterson, "A New Thermal Governor Modeling Approach in the WECC," IEEE Trans. Power Syst., vol. 18, no. 2, pp. 819-829, May 2003
7. P. Pourbeik, C. Pink and R. Bisbee, "Power Plant Model Validation for Achieving Reliability Standard Requirements Based on Recorded On-Line Disturbance Data", Proceedings of the IEEE PSCE, March, 2011

MOD-027 – Annexe 1 Périodicité des vérifications de modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence		
N° de rangée	**Condition de vérification**	**Action requise**
1	Établissement de la date de la vérification initiale pour un groupe visé. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au *planificateur de réseau de transport* à la date d'entrée en vigueur ou plus tôt. La rangée 5 s'applique lorsqu'on calcule la conformité d'un parc de production pendant la période de mise en œuvre de 10 ans. Voir les dates d'entrée en vigueur à la section A5.
2	Vérification subséquente pour un groupe visé. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au *planificateur de réseau de transport* à la date du dixième anniversaire de la dernière transmission ou plus tôt (selon la note 2).
3	Un groupe visé n'est pas soumis à une excursion de fréquence selon la note 1 à la date requise permettant de respecter les délais prescrits par ailleurs aux rangées 1, 2, 4 ou 6. **(Cette rangée s'applique seulement si une excursion de fréquence causée par une perturbation du réseau selon la note 1 est choisie pour la méthode de vérification et que la capacité d'enregistrement de la réponse en puissance du groupe visé à une excursion de fréquence est installée et présumée disponible.)** (Exigence E2)	L'exigence E2 est rencontrée avec l'envoi au *planificateur de réseau de transport* d'une déclaration écrite à cet effet. Par la suite, transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au *planificateur de réseau de transport* dans un délai d'au plus 365 jours civils après qu'une excursion de fréquence telle que spécifiée à la note 1 s'est produite et que l'appareillage de mesure a enregistré la réponse en puissance du groupe visé comme prévu.
4	**Vérification initiale pour un nouveau groupe visé, ou pour un groupe visé existant avec un nouveau système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance installé.** (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 365 jours civils après la date de mise en service.
5	Un groupe visé existant est équivalent à d'autres groupes situés au même emplacement physique.	Décrire la situation dans un document et joindre au modèle vérifié, la documentation et les données fournies au *planificateur de réseau de*

MOD-027 – Annexe 1 Périodicité des vérifications de modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence		
N° de rangée	**Condition de vérification**	**Action requise**
	ET Chaque groupe visé a la même puissance nominale en MVA. ET La puissance nominale est ≤ 350 MVA. ET Chaque groupe visé a les mêmes composants et les mêmes réglages. ET Le modèle d'un de ces groupes visés équivalents a été vérifié. (Exigence E2)	*transport* pour le groupe équivalent vérifié. **Vérifier un groupe équivalent différent à chaque période de vérification de 10 ans.** S'applique à la rangée 1 lorsqu'on calcule la conformité d'un parc de production pendant la période de mise en œuvre de 10 ans.
6	Le *propriétaire d'installation de production* a transmis un programme de vérification. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 365 jours civils après la soumission du programme de vérification.

MOD-027 – Annexe 1 Périodicité des vérifications de modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence		
N° de rangée	**Condition de vérification**	**Action requise**
7	Le groupe visé ne réagit pas aux excursions de fréquence, sous-fréquence et sur fréquence. (Le groupe visé n'opère pas dans un mode de réglage de fréquence, sauf en conditions normales de démarrage ou d'arrêt, ce qui entraînerait une réponse du système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance.) ; OU Le groupe visé n'est pas équipé d'un système de contrôle de la fréquence ou ce système de contrôle ne peut être désactivé. (Exigence E2)	L'exigence E2 est respectée avec l'envoi au *planificateur de réseau de transport* d'une déclaration écrite à cet effet. Effectuer la vérification selon la périodicité prescrite à la rangée 4 pour un nouveau groupe de production (ou à un nouvel équipement) seulement si un mode de fonctionnement du contrôle sensible est établi lorsque connecté et en opération.
8	Un groupe visé existant a un facteur de capacité net moyen courant, au cours des trois dernières années civiles (du 1er janvier au 31 décembre), de 5 % ou moins. (Exigence E2)	L'exigence E2 est respectée avec l'envoi au *planificateur de réseau de transport* d'une déclaration écrite à cet effet. À la fin du cycle de 10 ans, le facteur de capacité net moyen courant sur trois ans (années 8, 9 et 10) peut être examiné pour déterminer si l'exemption liée au facteur de capacité peut être invoquée pour le cycle de 10 ans suivant. Si cette exemption ne s'applique pas, il faut alors vérifier le modèle dans un délai de 365 jours civils après la date d'expiration de l'exemption liée au facteur de capacité. Le facteur de capacité net est défini à l'annexe F du document GADS *Data Reporting Instructions*, consultable sur le site Web de la NERC.

MOD-027 – Annexe 1 Périodicité des vérifications de modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence		
N° de rangée	**Condition de vérification**	**Action requise**

NOTES :

NOTE 1 : Critère d'excursion de fréquence pour la vérification du modèle :

- Déviation ≥ 0,05 Hz (nadir) par rapport à la fréquence programmée pour l'*Interconnexion de l'Est* avec l'équipement visé fonctionnant dans un mode sensible à la fréquence.
- Déviation ≥ 0,10 Hz (nadir) par rapport à la fréquence programmée pour l'*Interconnexion* ERCOT et l'*Interconnexion de l'Ouest* avec l'équipement visé fonctionnant dans un mode sensible à la fréquence.
- Déviation ≥ 0,15 Hz (nadir) par rapport à la fréquence programmée pour l'*Interconnexion du Québec* avec l'équipement visé fonctionnant dans un mode sensible à la fréquence.

NOTE 2 : Établissement de la date de début du cycle de vérification récurrent de dix ans :

- La date de début est celle à laquelle le modèle vérifié a effectivement été transmis au planificateur de réseau de transport pour la vérification de groupe la plus récente.

NOTE 3 : Prise en compte d'un état initial de conformité :

Une vérification existante de modèle de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance est suffisante pour établir la conformité pour une période de dix ans à compter de la date de transmission effective, dans l'un ou l'autre des cas suivants :

- Le *propriétaire d'installation de production* dispose déjà d'un modèle vérifié qui est conforme aux politiques, consignes ou critères régionaux pertinents au moment de la vérification du modèle.
- Le *propriétaire d'installation de production* dispose déjà d'un modèle vérifié qui est conforme aux exigences de cette norme.

Annexe QC-MOD-027-1
Dispositions particulières de la norme MOD-027-1 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : **Vérification des modèles et des données sur les turbines et des régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance**

2. Numéro : MOD-027-1

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

4.2. Installations

Dans le contexte des exigences contenues dans la présente norme, les installations qui font partie du *réseau de transport principal* (RTP) seront désignées par l'expression « groupe visé » si elles répondent aux critères suivants :

4.2.1 Aucune disposition particulière

4.2.1.1 Aucune disposition particulière

4.2.1.2 Toute centrale de production faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP) et ayant une production totale de plus de 100 MVA (puissance nominale brute combinée).

4.2.2 Aucune disposition particulière

4.2.3 Aucune disposition particulière

4.2.4 Aucune disposition particulière

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 27 septembre 2017

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 28 septembre 2020

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 28 septembre 2020

Dates de mise en application applicables aux groupes visés

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
E1 E3 à E5	100 % des groupes visés	1er janvier 2018
E2	30 % des groupes visés	1er avril 2021
	50 % des groupes visés	1er octobre 2022
	100 % des groupes visés	1er octobre 2025

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

G. Références

Aucune disposition particulière

MOD-027-1 – Annexe 1

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	27 septembre 2017	Nouvelle annexe	Nouvelle
1	28 septembre 2020	Report du 1er octobre 2020 au 1er avril 2021 de la date de mise en application applicable à 30% des groupes visées pour l'exigence E2, en suivi de la décision D-2020-128	Révision

A. Introduction

1. Titre : Données relatives à la demande et à l'énergie disponible

2. Numéro : MOD-031-3

3. Objet : Conférer aux entités visées le pouvoir de recueillir des données relatives à la *demande* et à l'énergie disponible ainsi que d'autres données connexes nécessaires pour les études et les évaluations de fiabilité, et énoncer les responsabilités et les obligations des demandeurs de ces données et des entités qui les fournissent.

4. Applicabilité :

4.1 Entités fonctionnelles :

4.1.1 *Coordonnateur de la planification*

4.1.2 *Planificateur de réseau de transport*

4.1.3 *Responsable de l'équilibrage*

4.1.4 *Planificateur des ressources*

4.1.5 *Distributeur*

5. Entrée en vigueur :

Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la planification* ou *responsable de l'équilibrage* qui constate le besoin de recueillir des données relatives à la *demande interne totale*, à l'*énergie disponible nette* et à la *gestion de la demande* doit préparer une demande de données et la transmettre aux entités visées de sa zone. Cette demande de données doit comprendre les éléments suivants :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

1.1. Une liste des *planificateurs de réseau de transport*, des *responsables de l'équilibrage* et des *distributeurs* qui sont tenus de fournir les données (« entités visées »).

1.2. Un délai pour la fourniture des données demandées. (Le délai de réponse doit être d'au moins 30 jours civils.)

1.3. Une demande de fournir des données réelles parmi les suivantes, selon les besoins :

1.3.1. Valeurs de *demande* intégrée horaire (en mégawatts) pour l'année civile précédente.

1.3.2. Valeurs de *demande* intégrée horaire (en mégawatts) des pointes mensuelles et annuelle de l'année civile précédente.

1.3.2.1. Si la *demande* horaire de la pointe annuelle réelle varie en fonction des conditions atmosphériques (température, humidité, vitesse du vent, etc.), l'entité visée doit aussi en fournir une valeur normalisée quant aux conditions atmosphériques.

1.3.3. Valeurs mensuelles et annuelle d'*énergie disponible nette* (en gigawattheures) pour l'année civile précédente.

1.3.4. Valeurs mensuelles et annuelle pour l'année civile précédente de la charge de *gestion de la demande* (en mégawatts) qui est modulable et mobilisable à la pointe horaire, et sous le contrôle ou la supervision du *répartiteur*. Trois valeurs en mégawatts doivent être déclarées pour chaque heure : 1) la valeur engagée (sous contrôle ou supervision), 2) la valeur mobilisée (mise à la disposition, le cas échéant, du *répartiteur*) et 3) la valeur réalisée (réduction effective de la demande).

1.4. Une demande de fournir des données prévisionnelles parmi les suivantes, selon les besoins :

1.4.1. Prévisions de la *demande interne totale* (en mégawatts) pour les pointes horaires mensuelles des deux années civiles suivantes.

1.4.2. Prévisions mensuelles d'*énergie disponible nette* (en gigawattheures) pour les deux années suivantes.

1.4.3. Prévisions de la *demande interne totale* (en mégawatts) pour les pointes horaires d'été et d'hiver des dix années civiles suivantes.

1.4.4. Prévisions annuelles d'*énergie disponible nette* (en gigawattheures) pour les dix années civiles suivantes.

1.4.5. Prévisions pour les dix années civiles suivantes des charges totale et disponible de *gestion de la demande* (en mégawatts) qui seraient modulables et mobilisables aux pointes horaires d'été et d'hiver, et sous le contrôle ou la supervision du *répartiteur*.

1.5. Une demande de fournir des explications sommaires parmi les suivantes, selon les besoins :

1.5.1. Hypothèses et méthodes adoptées pour l'élaboration des prévisions de valeurs globales de *demande de pointe* et d'*énergie disponible nette*.

1.5.2. Effets sur la *demande* et sur l'énergie disponible de la charge de *gestion de la demande* qui est modulable et mobilisable, et sous le contrôle ou la supervision du *répartiteur*.

1.5.3. Comment la charge de *gestion de la demande* est prise en compte dans les prévisions de la *demande de pointe* et de la valeur annuelle d'*énergie disponible nette*.

1.5.4. Comment les données prévisionnelles pour la charge de *gestion de la demande* modulable et mobilisable se comparent aux données réelles de l'année civile précédente et, le cas échéant, comment les hypothèses et méthodes adoptées pour les prévisions ultérieures ont été corrigées.

1.5.5. Comment les données prévisionnelles de *demande* pour la pointe se comparent aux données réelles de l'année civile précédente, compte tenu de toute fluctuation pertinente des conditions atmosphériques (température, humidité, vitesse du vent, etc.) et, le cas échéant, comment les hypothèses et méthodes adoptées pour les prévisions ultérieures ont été corrigées.

M1. Le *coordonnateur de la planification* ou le *responsable de l'équilibrage* doit détenir une demande de données datée, en version électronique ou papier, attestant sa conformité avec l'exigence E1.

E2. Chaque entité visée par une demande de données doit fournir les données demandées par son *coordonnateur de la planification* ou son *responsable de l'équilibrage* conformément à la demande de données présentée selon l'exigence E1.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

M2. Chaque entité visée doit avoir une ou des pièces justificatives (courriels datés, lettres d'envoi datées, etc.) attestant qu'elle a fourni conformément à l'exigence E2 les données demandées.

E3. Le *coordonnateur de la planification* ou le *responsable de l'équilibrage* doit fournir les données indiquées aux alinéas 1.3 à 1.5 de l'exigence E1 pour sa zone à l'*entité régionale* pertinente dans un délai de 75 jours civils après en avoir reçu la demande, à moins d'une entente particulière entre les parties.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

M3. Chaque *coordonnateur de la planification* ou *responsable de l'équilibrage* doit avoir une ou des pièces justificatives (courriels datés, lettres d'envoi datées, etc.) attestant qu'il a fourni conformément à l'exigence E3 les données demandées par l'*entité régionale* pertinente.

E4. Toute entité visée doit, en réponse à une demande écrite concernant les données indiquées aux alinéas 1.3 à 1.5 de l'exigence E1 de la part d'un *coordonnateur de la planification*, d'un *responsable de l'équilibrage*, d'un *planificateur de réseau de transport* ou d'un *planificateur des ressources* qui démontre avoir besoin de ces données pour effectuer des évaluations de fiabilité du *BES*, fournir ces données ou en offrir l'accès à l'entité demandeuse. Cette exigence ne modifie en rien l'obligation de l'entité visée, en vertu de l'exigence E2, de répondre aux demandes de données présentées par son *coordonnateur de la planification* ou son *responsable de l'équilibrage* en vertu de l'exigence E1. À moins d'une entente particulière, l'entité visée :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

- n'est pas tenue de modifier le format dans lequel elle détient ou utilise ces données ;
- doit fournir les données demandées dans un délai de 45 jours civils suivant la demande écrite, sauf si la divulgation de ces données est de nature à contrevenir aux obligations de confidentialité, réglementaires ou de sécurité de l'entité visée, comme l'indique l'alinéa 4.1.

4.1. Si l'entité visée refuse de fournir des données demandées 1) parce que l'entité demandeuse n'a pas démontré avoir besoin de ces données dans l'intérêt de la fiabilité du *BES*, ou 2) parce que la divulgation de ces données contreviendrait aux obligations de confidentialité, réglementaires ou de sécurité de l'entité visée, cette dernière doit, dans un délai de 30 jours civils suivant la demande écrite, transmettre à l'entité demandeuse une réponse écrite précisant quelles données n'ont pas été fournies et le motif du refus.

M4. Chaque entité visée par l'exigence E4 doit avoir une ou des pièces justificatives (courriels datés, lettres d'envoi datées, etc.) attestant qu'elle a fourni les données demandées ou qu'elle a transmis une réponse écrite précisant quelles données n'ont pas été fournies et le motif du refus, conformément à l'exigence E4.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1 Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme *« responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* de la NERC.

a. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver des données ou des pièces justificatives attestant la conformité avec les exigences E1 à E4 ainsi qu'avec les mesures M1 à M4 depuis le dernier audit, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certains documents plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

Si une entité visée est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *CEA* doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

b. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations de non-conformité

Plaintes

c. Autres informations sur la conformité

Aucune.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification à long terme	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la planification* ou le *responsable de l'équilibrage* a préparé et transmis une demande de données, mais a omis d'indiquer les entités tenues de fournir les données ou le délai pour la fourniture des données.
E2	Planification à long terme	Moyen	L'entité visée par une demande de données préparée selon l'exigence E1 n'a pas fourni toutes les données demandées selon les alinéas 1.5.1 à 1.5.5 de l'exigence E1. OU L'entité visée par une demande de données préparée selon l'exigence E1 a fourni les données demandées, mais avec un retard de moins de 6 jours après l'expiration du délai spécifié selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1.	L'entité visée par une demande de données préparée selon l'exigence E1 a omis de fournir un des éléments des alinéas 1.3.1 à 1.3.4 de l'exigence E1. OU L'entité visée par une demande de données préparée selon l'exigence E1 a omis de fournir un des éléments des alinéas 1.4.1 à 1.4.5 de l'exigence E1. OU L'entité visée par une demande de données préparée selon	L'entité visée par une demande de données préparée selon l'exigence E1 a omis de fournir deux des éléments des alinéas 1.3.1 à 1.3.4 de l'exigence E1. OU L'entité visée par une demande de données préparée selon l'exigence E1 a omis de fournir deux des éléments des alinéas 1.4.1 à 1.4.5 de l'exigence E1. OU L'entité visée par une demande de données préparée selon	L'entité visée par une demande de données préparée selon l'exigence E1 a omis de fournir au moins trois des éléments des alinéas 1.3.1 à 1.3.4 de l'exigence E1. OU L'entité visée par une demande de données préparée selon l'exigence E1 a omis de fournir au moins trois des éléments des alinéas 1.4.1 à 1.4.5 de l'exigence E1. OU L'entité visée par une demande de données préparée selon

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				l'exigence E1 a fourni toutes les données demandées, mais avec un retard d'au moins 6 jours et de moins de 11 jours après l'expiration du délai spécifié selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1.	l'exigence E1 a fourni toutes les données demandées, mais avec un retard d'au moins 11 jours et de moins de 15 jours après l'expiration du délai spécifié selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1.	l'exigence E1 n'a pas fourni toutes les données demandées moins de 16 jours après l'expiration du délai spécifié selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1.
E3	Planification à long terme	Moyen	Le *coordonnateur de la planification* ou le *responsable de l'équilibrage*, en réponse à une demande de l'*entité régionale*, a fourni les données demandées, mais dans un délai de plus de 75 jours et de moins de 81 jours après la date de la demande.	Le *coordonnateur de la planification* ou le *responsable de l'équilibrage*, en réponse à une demande de l'*entité régionale*, a fourni les données demandées, mais dans un délai de plus de 80 jours et de moins de 86 jours après la date de la demande.	Le *coordonnateur de la planification* ou le *responsable de l'équilibrage*, en réponse à une demande de l'*entité régionale*, a fourni les données demandées, mais dans un délai de plus de 85 jours et de moins de 91 jours après la date de la demande.	Le *coordonnateur de la planification* ou le *responsable de l'équilibrage*, en réponse à une demande de l'*entité régionale*, n'a pas fourni les données demandées dans un délai de moins de 91 jours après la date de la demande.
E4	Planification à long terme	Moyen	L'entité visée a fourni les données ou en a offert l'accès à l'entité demandeuse, mais dans un délai de plus de 45 jours et de moins de 51 jours après la date de la demande. OU L'entité visée qui refuse de fournir certaines données demandées a transmis une	L'entité visée a fourni les données ou en a offert l'accès à l'entité demandeuse, mais dans un délai de plus de 50 jours et de moins de 56 jours après la date de la demande. OU L'entité visée qui refuse de fournir certaines données demandées a transmis une réponse écrite précisant	L'entité visée a fourni les données ou en a offert l'accès à l'entité demandeuse, mais dans un délai de plus de 55 jours et de moins de 61 jours après la date de la demande. OU L'entité visée qui refuse de fournir certaines données demandées a transmis une réponse écrite précisant	L'entité visée n'a pas fourni les données ni n'en a offert l'accès à l'entité demandeuse dans un délai de 60 jours après la date de la demande. OU L'entité visée qui refuse de fournir certaines données demandées n'a pas transmis une réponse écrite précisant quelles

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			réponse écrite précisant quelles données n'ont pas été fournies et le motif du refus, mais dans un délai de plus de 30 jours et de moins de 36 jours après la demande écrite.	quelles données n'ont pas été fournies et le motif du refus, mais dans un délai de plus de 35 jours et de moins de 41 jours après la demande écrite.	quelles données n'ont pas été fournies et le motif du refus, mais dans un délai de plus de 40 jours et de moins de 46 jours après la demande écrite.	données n'ont pas été fournies et le motif du refus dans un délai de 45 jours après la demande écrite.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	6 mai 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	
1	19 février 2015	Ordonnance de la FERC approuvant la norme MOD-031-1	
2	5 novembre 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	
2	18 février 2016	Ordonnance de la FERC approuvant la norme MOD-031-2 dans le cadre du dossier RD16-1-000	
3	6 février 2020	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions d'après le projet 2017-07
3	30 octobre 2020	Ordonnance de la FERC approuvant la norme MOD-031-3 (dossier RD20-4-000)	
3	1er avril 2021	Entrée en vigueur	

Principes directeurs et fondements techniques

Justification des exigences

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de l'exigence E1

Cette exigence vise à établir que lorsque des *coordonnateurs de la planification* (*PC*) ou des *responsables de l'équilibrage* (*BA*) demandent des données, ils doivent désigner les entités qui devront fournir ces données (entités visées, alinéa 1.1), préciser les données à fournir (alinéas 1.3 à 1.5) et spécifier le délai de transmission des données (alinéa 1.2).

Pour ce qui est de l'alinéa 1.3.2.1 de l'exigence E1, si la *demande* ne fluctue pas selon les conditions atmosphériques (température, humidité, vitesse du vent, etc.) ou si les conditions présumées dans la prévision s'avèrent identiques aux conditions réelles, la *demande* réelle normalisée quant aux conditions atmosphériques sera la même que la demande réelle déclarée selon l'alinéa 1.3.2 de l'exigence E1. Sinon, la *demande* horaire de la pointe annuelle réelle normalisée quant aux conditions atmosphériques sera différente de la demande déclarée selon l'alinéa 1.3.2.

Cette exigence s'étend aussi aux *responsables de l'équilibrage*, car dans la région du WECC, ce sont les *BA* qui sont visés par cette exigence, et non les *PC*.

Justification de l'exigence E2

En vertu de cette exigence, les entités visées par une demande de données préparée selon l'exigence E1 sont tenues de fournir ces données conformément aux indications de la demande. Par contre, une entité visée ne sera aucunement tenue de fournir des données non décrites aux alinéas 1.3 à 1.5 de l'exigence E1.

Justification de l'exigence E3

Cette exigence vise à faire en sorte que le *coordonnateur de la planification* ou, le cas échéant, le *responsable de l'équilibrage* fournissent les données demandées par l'*entité régionale*.

Justification de l'exigence E4

Cette exigence oblige l'entité visée à mettre les données demandées par le *coordonnateur de la planification* ou le *responsable de l'équilibrage* selon l'exigence E1 à la disposition d'autres entités visées (*coordonnateur de la planification*, *responsable de l'équilibrage*, *planificateur de réseau de transport* ou *planificateur des ressources*), à moins que la divulgation de ces données ne contrevienne aux obligations de confidentialité, réglementaires ou de sécurité de l'entité visée. Le partage de la documentation sur les méthodes de travail et les hypothèses adoptées pour l'élaboration des prévisions ainsi que les activités de partage d'information amélioreront l'efficacité des pratiques de planification et aideront à déceler les faiblesses à corriger dans le réseau.

L'obligation de divulgation des données en vertu de l'exigence E4 ne supplante ni ne modifie aucune obligation de confidentialité existante de l'entité visée. Par exemple, si les exigences de confidentialité des *Tarifs et conditions des services de transport* ou d'un accord contractuel interdisent à une entité de divulguer les données demandées, l'exigence E4 n'oblige pas cette entité à fournir les données à l'entité demandeuse. En vertu de l'alinéa 4.1, l'entité visée doit simplement aviser par écrit l'entité demandeuse qu'elle n'entend pas fournir les données et lui expliquer pour quel motif. Si les obligations de confidentialité de l'entité visée lui permettent de divulguer les données pourvu que certaines conditions

soient remplies, l'entité visée doit, selon le cas : faire en sorte que ces conditions soient remplies dans la période de 45 jours indiquée à l'exigence E4 ; communiquer avec l'entité demandeuse pour obtenir une prolongation de la période de 45 jours afin de remplir toutes ces conditions ; ou présenter une justification, en vertu de l'alinéa 4.1, expliquant pourquoi ces conditions ne peuvent pas être remplies dans les circonstances.

Annexe MOD-031-3-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
MOD-031-3 — Données relatives à la demande et à l'énergie disponible

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière

2. Numéro : Aucune disposition particulière

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1.	Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie :	28 juin 2022
5.2.	Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie :	28 juin 2022
5.3.	Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec :	1er octobre 2022

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1 Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	28 juin 2022	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2022-085	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : Données pour la modélisation et l'analyse des réseaux électriques

2. Numéro : MOD-032-1

3. Objet : Établir des exigences harmonisées en matière de données de modélisation et de procédures de déclaration en vue de l'élaboration des modèles de planification nécessaires pour l'analyse de la fiabilité du réseau de transport interconnecté.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1. *Responsable de l'équilibrage*

4.1.2. *Propriétaire d'installation de production*

4.1.3. *Responsable de l'approvisionnement*

4.1.4. *Responsable de la planification* et *coordonnateur de la planification* (désignés collectivement par le terme « *coordonnateur de la planification* »)

Cette norme proposée combine les entités appelées « *responsable de la planification* » et « *coordonnateur de la planification* » dans la liste des entités fonctionnelles visées. Le terme « *coordonnateur de la planification* » est en usage dans le modèle fonctionnel de la NERC, tandis que dans le contexte des critères d'inscription on utilise le terme « *responsable de la planification* ». L'harmonisation entre les deux n'est pas encore faite ; entre-temps, la norme proposée s'applique tant au *responsable de la planification* qu'au *coordonnateur de la planification*.

4.1.5. *Planificateur des ressources*

4.1.6. *Propriétaire d'installation de transport*

4.1.7. *Planificateur de réseau de transport*

4.1.8. *Fournisseur de service de transport*

5. Date d'entrée en vigueur :

L'exigence E1 de la norme MOD-032-1 entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois après la date d'approbation de cette norme par un organisme gouvernemental pertinent, ou selon les exigences applicables à un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent. Si l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, l'exigence E1 de la norme MOD-032-1 entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12

mois après la date d'adoption de cette norme par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.

Les exigences E2, E3 et E4 de la norme MOD-032-1 entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après la date d'approbation de cette norme par un organisme gouvernemental pertinent, ou selon les exigences applicables à un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent. Si l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, les exigences E2, E3 et E4 de la norme MOD-032-1 entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après la date d'adoption de cette norme par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.

6. Contexte :

La norme MOD-032-1 existe conjointement avec la norme MOD-033-1, toutes deux portant sur la modélisation de système et la validation. La norme de fiabilité MOD-032-1 est une consolidation et un remplacement des normes existantes MOD-010-0, MOD-011-0, MOD-012-0, MOD-013-1, MOD-014-0 et MOD-015-0.1; elle encadre le processus par lequel les propriétaires de données visées doivent soumettre à leurs *planificateurs de réseau de transport* et *coordonnateurs de la planification* respectifs les données nécessaires à l'élaboration des cas de base selon leur *Interconnexion* et pour l'échelle des *Interconnexions*. La norme de fiabilité MOD-033-1 est nouvelle et elle énonce de nouvelles exigences, en vertu desquelles chaque *coordonnateur de la planification* doit mettre en œuvre un processus documenté permettant de valider les modèles dans sa zone de planification.

La transition et l'accent de responsabilité mis sur la fonction de *coordonnateur de la planification* dans ces deux normes découlent de plusieurs recommandations et directives de la FERC de l'Ordonnance 693 de la FERC, qui sont commentées plus en détail sous les rubriques « Justifications » des deux normes. Un des ensembles de recommandations les plus récents et les plus importants provient du Sous-comité sur l'analyse et la modélisation du réseau (SAMS) du Comité de planification de la NERC. Le SAMS propose plusieurs améliorations aux normes sur les données de modélisation, y compris la consolidation des normes existantes (l'analyse du SAMS est reproduite dans le dossier de référence de décembre 2012 du Comité de planification de la NERC, point 3.4, à partir de la page 99 du fichier ci-après : http ://www.nerc.com/comm/PC/Agendas%20Highlights%20and%20Minutes%20DL/2012/2012_Dec_PC%20Agenda.pdf).

B. Exigences et Mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la planification* et chacun de ses *planificateurs de réseau de transport* doivent établir conjointement des exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit et de procédures de déclaration pour la zone de planification du *coordonnateur de la planification*. Ces exigences et procédures doivent inclure : *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon de temps : planification à long terme]*

1.1. Les données indiquées à l'annexe 1.

1.2. Les indications relatives aux éléments suivants, compte tenu des procédures pour l'élaboration de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* :

1.2.1. Le format des données ;

1.2.2. Le niveau de détail de modélisation des équipements ;

1.2.3. Les cas types ou les scénarios à modéliser ; et

1.2.4. Un calendrier de soumission des données à intervalles d'au plus 13 mois civils.

1.3. Des directives concernant la distribution ou l'affichage des exigences en matière de données et des procédures de déclaration, aux fins de leur consultation par les entités chargées de fournir les données.

M1. Chaque *coordonnateur de la planification* et *planificateur de réseau de transport* doit fournir les pièces justificatives attestant qu'il a établi conjointement les exigences en matière de données et les procédures de déclaration indiqués à l'exigence E1.

E2. Chaque *responsable de l'équilibrage*, *propriétaire d'installation de production*, *responsable de l'approvisionnement*, *planificateur des ressources*, *propriétaire d'installation de transport* et *fournisseur de service de transport* doit fournir des données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit à son ou ses *planificateurs de réseau de transport* et *coordonnateurs de la planification* conformément aux exigences en matière de données et aux procédures de déclaration établies par ceux-ci conformément à l'exigence E1. Dans le cas des données qui n'ont pas changé depuis la déclaration précédente, une confirmation écrite attestant que les données n'ont pas changé est suffisante. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification à long terme]*

M2. Chaque entité visée par l'exigence E2 doit fournir les pièces justificatives (par exemple des courriels ou des reçus postaux indiquant le destinataire et la date) attestant qu'elle a soumis les données de modélisation requises à son ou ses *planificateurs de réseau de transport* et *coordonnateurs de la planification*, ou qu'elle a transmis une confirmation écrite attestant que les données n'ont pas changé.

E3. À la réception d'un avis écrit de son *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* signalant (justification technique ou raison à l'appui) des préoccupations d'ordre technique relatives aux données transmises selon l'exigence E2, chaque *responsable de l'équilibrage*, *propriétaire d'installation de production*, *responsable de l'approvisionnement*, *planificateur des ressources*, *propriétaire d'installation de transport* ou *fournisseur de service de transport* doit répondre au *coordonnateur de la planification* ou au *planificateur de réseau de transport* selon les modalités suivantes : *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon de temps : planification à long terme]*

3.1. Soumettre soit des données mises à jour, soit une explication technique justifiant le maintien des données existantes.

3.2. Répondre dans les 90 jours civils suivants la réception de l'avis, à moins qu'un délai plus long soit accepté par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* d'où provient l'avis.

M3. Chaque entité visée ayant reçu selon l'exigence E3 un avis écrit de la part de son *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* signalant des préoccupations d'ordre technique relatives aux données soumises selon l'exigence E2 doit fournir les pièces justificatives (par exemple des courriels ou des reçus postaux indiquant le destinataire et la date) attestant qu'elle a soumis à son *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* des données mises à jour ou une explication technique justifiant le maintien des données existantes dans les 90 jours civils suivants la réception de l'avis (ou dans le délai plus long accepté par le *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* d'où provient l'avis), ou une déclaration attestant qu'elle n'a pas reçu un avis écrit écrit concernant des préoccupations d'ordre technique relatives aux données soumises.

E4. Chaque *coordonnateur de la planification* doit mettre à la disposition de ERO ou de son représentant les modèles de sa zone de planification élaborés à partir des données qui lui ont été soumises selon l'exigence E2 afin de contribuer à l'élaboration de(s) cas de base pour l'échelle des *Interconnexions* qui inclus la zone du *coordonnateur de la planification*. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification à long terme]*

M4. Chaque *coordonnateur de la planification* doit fournir les pièces justificatives (par exemple des courriels ou des reçus postaux indiquant le destinataire et la date) attestant qu'il a transmis, à la demande de l'organisation de fiabilité électrique (ERO) ou de son représentant, les modèles de sa zone de planification élaborés à partir des données qui lui ont été soumises selon l'exigence E2.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « responsable de la surveillance de l'application des normes » désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le responsable de la surveillance de l'application des normes peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant la conformité aux exigences E1 à E4 ainsi qu'aux mesures M1 à M4 depuis le dernier audit, à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

Si une entité visée est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés, ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et soumis.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Les règles de procédure de la NERC comportent une liste des processus de surveillance et d'évaluation de la conformité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	**Planification à long terme**	**Faible**	Le *coordonnateur de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* ont établi des exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit et de procédures de déclaration, mais en omettant au plus 25 % des éléments spécifiés à l'exigence E1.	Le *coordonnateur de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* ont établi des exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit et de procédures de déclaration, mais en omettant plus de 25 % et au plus 50 % des éléments spécifiés à l'exigence E1.	Le *coordonnateur de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* ont établi des exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit et de procédures de déclaration, mais en omettant plus de 50 % et au plus 75 % des éléments spécifiés à l'exigence E1.	Le *coordonnateur de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* n'ont pas établi d'exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit ni de procédures de déclaration selon l'exigence E1 ; OU Le *coordonnateur de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* ont établi des exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit et de procédures de déclaration, mais en omettant plus de 75 % des éléments spécifiés à

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
						l'exigence E1.
E2	**Planification à long terme**	**Moyen**	Le *responsable de l'équilibrage*, le *propriétaire d'installation de production*, le *responsable de l'approvisionnement*, le *planificateur des ressources*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *fournisseur de service de transport* a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses *coordonnateurs de la planification* et *planificateurs de réseau de transport*, mais en omettant au plus 25 % des éléments spécifiés à l'annexe 1.	Le *responsable de l'équilibrage*, le *propriétaire d'installation de production*, le *responsable de l'approvisionnement*, le *planificateur des ressources*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *fournisseur de service de transport* a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses *coordonnateurs de la planification* et *planificateurs de réseau de transport*, mais en omettant plus de 25 % et au plus 50 % des éléments spécifiés à l'annexe 1.	Le *responsable de l'équilibrage*, le *propriétaire d'installation de production*, le *responsable de l'approvisionnement*, le *planificateur des ressources*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *fournisseur de service de transport* a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses *coordonnateurs de la planification* et *planificateurs de réseau de transport*, mais en omettant plus de 50 % et au plus 75 % des éléments spécifiés à l'annexe 1.	Le *responsable de l'équilibrage*, le *propriétaire d'installation de production*, le *responsable de l'approvisionnement*, le *planificateur des ressources*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *fournisseur de service de transport* n'a pas fourni de données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses *coordonnateurs de la planification* et *planificateurs de réseau de transport* ; OU Le *responsable de l'équilibrage*, le *propriétaire*

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			OU Le *responsable de l'équilibrage*, le *propriétaire d'installation de production*, le *responsable de l'approvisionnement*, le *planificateur des ressources*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *fournisseur de service de transport* a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses *coordonnateurs de la planification* et *planificateurs de réseau de transport*, mais au plus 25 % des données n'étaient pas conformes aux	OU Le *responsable de l'équilibrage*, le *propriétaire d'installation de production*, le *responsable de l'approvisionnement*, le *planificateur des ressources*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *fournisseur de service de transport* a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses *coordonnateurs de la planification* et *planificateurs de réseau de transport*, mais plus de 25 % et au plus 50 % des données n'étaient pas conformes	OU Le *responsable de l'équilibrage*, le *propriétaire d'installation de production*, le *responsable de l'approvisionnement*, le *planificateur des ressources*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *fournisseur de service de transport* a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses *coordonnateurs de la planification* et *planificateurs de réseau de transport*, mais plus de 50 % et au plus 75 % des données n'étaient pas conformes	*d'installation de production*, le *responsable de l'approvisionnement*, le *planificateur des ressources*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *fournisseur de service de transport* a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses *coordonnateurs de la planification* et *planificateurs de réseau de transport*, mais en omettant plus de 75 % des éléments spécifiés à l'annexe 1 ; OU Le *responsable de l'équilibrage*, le *propriétaire d'installation de production*,

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			indications de format, de partageabilité, de niveau de détail et de type de scénario. OU Le *responsable de l'équilibrage*, le *propriétaire d'installation de production*, le *responsable de l'approvisionnement*, le *planificateur des ressources*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *fournisseur de service de transport* a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses *coordonnateurs de la planification* et *planificateurs de réseau de transport*,	aux indications de format, de partageabilité, de niveau de détail et de type de scénario. OU Le *responsable de l'équilibrage*, le *propriétaire d'installation de production*, le *responsable de l'approvisionnement*, le *planificateur des ressources*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *fournisseur de service de transport* a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses *coordonnateurs de la planification* et *planificateurs de*	aux indications de format, de partageabilité, de niveau de détail et de type de scénario. OU Le *responsable de l'équilibrage*, le *propriétaire d'installation de production*, le *responsable de l'approvisionnement*, le *planificateur des ressources*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *fournisseur de service de transport* a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses *coordonnateurs de la planification* et *planificateurs de*	le *responsable de l'approvisionnement*, le *planificateur des ressources*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *fournisseur de service de transport* a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses *coordonnateurs de la planification* et *planificateurs de réseau de transport*, mais plus de 75 % des données n'étaient pas conformes aux indications de format, de partageabilité, de niveau de détail et de type de scénario ; OU Le *responsable de l'équilibrage*, le *propriétaire*

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			mais avec un retard d'au plus 15 jours civils par rapport à la date spécifiée au calendrier prescrit par les exigences en matière de données et de procédures de déclaration.	*réseau de transport*, mais avec un retard de plus de 15 jours civils et d'au plus 30 jours civils par rapport à la date spécifiée au calendrier prescrit par les exigences en matière de données et de procédures de déclaration.	*réseau de transport*, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 45 jours civils par rapport à la date spécifiée au calendrier prescrit par les exigences en matière de données et de procédures de déclaration.	*d'installation de production*, le *responsable de l'approvisionnement*, le *planificateur des ressources* ou le *fournisseur de service de transport* a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses *coordonnateurs de la planification* et *planificateurs de réseau de transport*, mais avec un retard de plus de 45 jours civils par rapport à la date spécifiée au calendrier prescrit par les exigences en matière de données et de procédures de déclaration.
E3	**Planification à long terme**	**Faible**	Le *responsable de l'équilibrage*, le *propriétaire*	Le *responsable de l'équilibrage*, le *propriétaire*	Le *responsable de l'équilibrage*, le *propriétaire*	Le *responsable de l'équilibrage*, le *propriétaire*

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			d'installation de production, le *responsable de l'approvisionnement*, le *planificateur des ressources*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *fournisseur de service de transport* n'a pas répondu par écrit à son *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* selon les spécifications de l'exigence E4 dans un délai de 90 jours civils (ou un délai plus long accepté par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*), mais a fourni la réponse dans un délai de 105 jours civils (ou avec au plus 15 jours civils de	*d'installation de production*, le *responsable de l'approvisionnement*, le *planificateur des ressources*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *fournisseur de service de transport* n'a pas répondu par écrit à son *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* selon les spécifications de l'exigence E4 dans un délai de 90 jours civils (ou un délai plus long accepté par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*), mais a fourni la réponse dans un délai de plus de 105 jours civils et d'au plus 120 jours civils (ou	*d'installation de production*, le *responsable de l'approvisionnement*, le *planificateur des ressources*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *fournisseur de service de transport* n'a pas répondu par écrit à son *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* selon les spécifications de l'exigence E4 dans un délai de 90 jours civils (ou un délai plus long accepté par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*), mais a fourni la réponse dans un délai de plus de 120 jours civils et d'au plus 135 jours civils (ou	*d'installation de production*, le *responsable de l'approvisionnement*, le *planificateur des ressources*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *fournisseur de service de transport* n'a pas répondu par écrit à son *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* selon les spécifications de l'exigence E4 dans un délai de 135 jours civils (ou dans un délai plus long accepté par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*).

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			retard par rapport au délai plus long accepté par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*).	avec plus de 15 jours civils et au plus 30 jours civils de retard par rapport au délai plus long accepté par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*).	avec plus de 30 jours civils et au plus 45 jours civils de retard par rapport au délai plus long accepté par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*).	
E4	**Planification à long terme**	**Moyen**	Le *coordonnateur de la planification* a mis à la disposition de l'ERO ou de son représentant les données exigées, mais au plus 25 % des données fournies ne respectaient pas le format spécifié par l'ERO ou son représentant.	Le *coordonnateur de la planification* a mis à la disposition de l'ERO ou de son représentant les données exigées, mais plus de 25 % et au plus 50 % des données fournies ne respectaient pas le format spécifié par l'ERO ou son représentant.	Le *coordonnateur de la planification* a mis à la disposition de l'ERO ou de son représentant les données exigées, mais plus de 50 % et au plus 75 % des données fournies ne respectaient pas le format spécifié par l'ERO ou son représentant.	Le *coordonnateur de la planification* a mis à la disposition de l'ERO ou de son représentant les données exigées, mais plus de 75 % des données fournies ne respectaient pas le format spécifié par l'ERO ou son représentant.

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

MOD-032-1 – ANNEXE 1 :

Exigences de déclaration des données

Le tableau ci-dessous indique l'information nécessaire pour modéliser correctement le réseau de transport interconnecté pour les horizons de planification du transport à court et à long terme. Les données doivent être partageables à l'échelle de l'Interconnexion pour appuyer l'utilisation des cas de base à l'échelle de l'Interconnexion. Le coordonnateur de la planification *peut demander des données supplémentaires, y compris celles indiquées pour chaque élément du tableau ci-dessous. Pour chacune des données du tableau, les diverses entités fonctionnelles*[1] *chargées de la déclarer sont indiquées entre crochets. Les données déclarées doivent indiquer le numéro de jeu de barres, le nom ou l'identifiant attribué d'un commun accord par le PC,* le *TO* ou le *TP.*

Régime permanent *(les items marqués d'un astérisque indiquent que les données sont variables selon l'état ou les conditions d'exploitation du réseau. Ces items peuvent avoir différentes données fournies pour des scénarios de modélisation différents.)*	**Régime dynamique** *(si un modèle créé par l'utilisateur est présenté au lieu d'un modèle générique ou de bibliothèque, il faut en indiquer les caractéristiques, y compris des schémas de principe, les valeurs et le nom de tous les paramètres du modèle et une liste de toutes les variables d'état.)*	**Régime de court-circuit**
1. Chaque jeu de barres [TO] a. Tension nominale b. Région, zone et propriétaire 2. Demande globale[2] [LSE] a. Puissance active et puissance réactive* b. État de service*	1. Groupe de production [GO et RP (ressources futures projetées seulement)] 2. Système d'excitation [GO et RP (ressources futures projetées seulement)] 3. Régulateur de vitesse [GO et RP (ressources futures projetées seulement)] 4. Stabilisateur de puissance [GO et RP (ressources futures projetées seulement)] 5. Demande [LSE] 6. Éoliennes [GO]	1. Pour tous les éléments pertinents de la colonne « Régime permanent » : [GO, RP et TO] a. Valeurs de séquence directe b. Valeurs de séquence inverse c. Valeurs homopolaires 2. Données d'impédance mutuelle des lignes [TO] 3. Autre information jugée nécessaire pour la modélisation et demandée par

[1] Dans cette annexe, les entités fonctionnelles suivantes sont représentées par leurs acronymes respectifs : *responsable de l'équilibrage (BA)*, *propriétaire d'installation de production (GO)*, *responsable de l'approvisionnement (LSE)*, *coordonnateur de la planification (PC)*, *planificateur des ressources (RP)*, *propriétaire d'installation de transport (TO)*, *planificateur de réseau de transport (TP)* et *fournisseur de service de transport (TSP)*.

[2] Dans le contexte de cet élément, la demande globale est la demande totale à chaque jeu de barres (rubrique 1) désigné par le *propriétaire d'installation de transport* comme un jeu de barres d'approvisionnement. C'est au *responsable de l'approvisionnement* qu'il revient de déclarer cette information, généralement en coordination avec le *propriétaire d'installation de transport*.

Régime permanent *(les items marqués d'un astérisque indiquent que les données sont variables selon l'état ou les conditions d'exploitation du réseau. Ces items peuvent avoir différentes données fournies pour des scénarios de modélisation différents.)*	**Régime dynamique** *(si un modèle créé par l'utilisateur est présenté au lieu d'un modèle générique ou de bibliothèque, il faut en indiquer les caractéristiques, y compris des schémas de principe, les valeurs et le nom de tous les paramètres du modèle et une liste de toutes les variables d'état.)*	**Régime de court-circuit**
3. Groupes de production[3] [GO et RP (ressources futures projetées seulement)] a. Capacité de puissance active – valeurs brutes maximale et minimale b. Capacité de puissance réactive – valeurs brutes maximale et minimale correspondant aux capacités de puissance active de la rubrique 3a ci-dessus c. Charge des services auxiliaires pour une configuration normale de centrale (déclarer les données de la même façon que pour la demande globale, rubrique 2 ci-dessus) d. Tension de barre régulée* et consigne de tension* (généralement déclarées par le TOP) e. Puissance de base de groupe f. Données de transformateur élévateur de groupe de production (mêmes données que pour la rubrique 6 ci-dessous) g. Type de production (hydraulique, éolienne, à combustible fossile, photovoltaïque, nucléaire, etc.) h. État de service* 4. Ligne de transport CA ou circuit [TO] a. Paramètres d'impédance (séquence directe) b. Susceptance (charge de ligne) c. Caractéristiques assignées (service normal et d'urgence)* d. État de service* 5. Système de transport CC [TO]	7. Systèmes photovoltaïques [GO] 8. Compensateurs statiques et transport à courant alternatif flexible [GO, TO et LSE] 9. Modèles de réseau à courant continu [TO] 10. Autre information jugée nécessaire pour la modélisation et demandée par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* [BA, GO, LSE, TO et TSP]	le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* [BA, GO, LSE, TO et TSP]

[3] Y compris les compensateurs synchrones et les centrales à accumulation par pompage.

Régime permanent *(les items marqués d'un astérisque indiquent que les données sont variables selon l'état ou les conditions d'exploitation du réseau. Ces items peuvent avoir différentes données fournies pour des scénarios de modélisation différents.)*	**Régime dynamique** *(si un modèle créé par l'utilisateur est présenté au lieu d'un modèle générique ou de bibliothèque, il faut en indiquer les caractéristiques, y compris des schémas de principe, les valeurs et le nom de tous les paramètres du modèle et une liste de toutes les variables d'état.)*	**Régime de court-circuit**
6. Transformateur (de tension ou déphaseur) [TO] a. Tensions nominales des enroulements b. Impédance(s) c. Rapports de prise (tension ou déphasage)* d. Limites minimale et maximale de position de prise e. Nombre de positions de prise (changeur en charge et hors circuit) f. Barre régulée (pour transformateur-régulateur)* g. Caractéristiques assignées (service normal et d'urgence)* h. État de service* 7. Compensation de puissance réactive (condensateurs et inductances shunt) [TO] a. Admittance (Mvar) de chaque condensateur et inductance b. Limites de plage de tension régulée* (mode de compensation autre que fixe) c. Mode de compensation (fixe, à paliers, continu, etc.) d. Barre régulée* (mode de compensation autre que fixe) e. État de service* 8. Compensateurs statiques [TO] a. Limites de puissance réactive b. Consigne de tension* c. Shunt fixe ou commuté, le cas échéant d. État de service* 9. Autre information jugée nécessaire pour la modélisation et demandée par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* [BA, GO, LSE, TO et TSP]		

Principes directeurs et fondements techniques

Aux fins du développement conjoint des exigences en matière de données et des procédures de déclaration des données en vue de l’élaboration des modèles en régime permanent, en régime dynamique et en régime de court-circuit selon l’exigence E1, si le *planificateur de réseau de transport* (TP) et le *coordonnateur de la planification* (PC) se mettent d’accord, le TP peut recueillir et regrouper, partiellement ou au complet, les données provenant des entités déclarantes, et le TP peut alors fournir ces données directement au (x) PC (s) au nom des entités déclarantes. Les entités déclarantes sont responsables de donner les données tant au TP qu’au PC, mais rien ne les empêche de s’entendre pour les soumettre seulement au TP s’il est entendu que celui-ci les retransmettra au PC. Toutefois, une telle entente ne libère pas l’entité déclarante de sa responsabilité en vertu de la norme, et ne transfère pas à l’entité qui regroupe et retransmet les données la responsabilité imposée à l’entité déclarante en vertu de la norme (en somme, rien n’empêche les parties de convenir de consolider ou d’agir comme un canal pour transmettre les données, et ceci est en fait encouragé dans certaines circonstances, mais l'exigence vise l'acte de soumettre les données). Notamment, le TP n’a nulle obligation de soumettre les données au PC. L’intention, en partie, est de répondre aux préoccupations potentielles de la part des entités qui craindraient d’être considérées comme responsables de la qualité, de la nature et de l’exhaustivité des données qu’elles transmettent pour le compte d’autres entités.

L’exigence E1.3 qui vise les directives de distribution ou d’affichage des exigences en matière de données et des procédures de déclaration peut être respectée de diverses manières, par exemple l’affichage sur un site Web, la distribution directe ou d’autres méthodes établies par le *coordonnateur de la planification* et chacun de ses *planificateurs de réseau de transport*.

Une entité tenue de soumettre des données en vertu de la présente norme et qui a besoin de déterminer le PC de la zone où il se trouve devrait initialement s’adresser au *propriétaire d’installation de transport* (TO) local afin de connaître le PC de ce dernier. Généralement, le PC est le même pour le TO local et pour les entités raccordées au réseau du TO. Si ce n’est pas le cas, le PC du TO local peut généralement fournir les coordonnées des autres PC de la zone. Si l’entité (par exemple, un *propriétaire d’installation de production* [GO]) demande le raccordement d’un nouveau groupe de production, elle peut déterminer quel est le PC de la zone au moment où la demande de raccordement de groupe de production est soumise. Souvent, le TO et le PC correspondent à la même entité ; sinon, le TO peut fournir l’information permettant de joindre le PC. L’entité devrait indiquer comme motif de sa demande au TO qu’elle a besoin de soumettre des données au PC en vertu de la présente norme. Rien dans la formulation proposée des exigences de la présente norme ne vise à nuire à la coordination entre des entités qui souhaiteraient désigner l’une d’entre elles comme simple intermédiaire pour soumettre au PC les données d’une ou de plusieurs d’entre elles. Il suffit que les entités en cause se mettent d’accord, par exemple le GO (ou une autre entité), le TP et le PC. Cela ne libère pas pour autant l’entité déclarante initiale de l’obligation qui lui est faite par la norme de soumettre des données, et l’obligation de conformité n’est pas transmise à l’entité suivante. L’entité déclarante initiale reste tenue de s’assurer que les données ont été soumises au PC selon les exigences de la norme.

Le texte de la norme reconnaît que des différences existent entre les *Interconnexions*. Actuellement, les *Interconnexions* de l'Est, du Québec et du Texas élaborent des modèles saisonniers sur une base annuelle, tandis que l'*Interconnexion* de l'Ouest élabore des modèles de manière continue tout au long de l'année. La norme ne vise pas à remettre en question les processus et procédures établies dans chacune des *Interconnexions*, mais plutôt à créer un cadre permettant d'appuyer à la fois les pratiques déjà en place et celles qui pourraient être instaurées à l'avenir, et d'encadrer l'uniformisation de la collecte des données nécessaires à l'élaboration de (s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*.

Dans la situation antérieure à ces deux normes, il n'était pas indiqué explicitement à quelles entités fonctionnelles il incombait de soumettre telles ou telles données. L'annexe 1 précise désormais les entités chargées de déclarer les différentes données nécessaires pour l'élaboration de (s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*.

Justification :

Pendant l'élaboration de la présente norme, des boîtes de texte étaient incorporées à la norme pour exposer la justification de diverses parties de la norme. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces boîtes de texte a été transféré ci-après.

Justification pour E1 :

Cette exigence regroupe les concepts des prescriptions en matière de données de la norme MOD-011-0, exigence E1 et de la norme MOD-013-0, exigence E1. Ces exigences originales spécifiaient les types de données de régime permanent et de régime dynamique nécessaires pour modéliser et analyser les conditions en régime permanent et le comportement ou la réponse dynamique dans chaque *Interconnexion*. Les exigences originales, cependant, ne s'étendaient pas à la collecte des données de court-circuit, également nécessaires pour les études de court-circuit. L'ajout des données de court-circuit répond aussi à la directive en instance du paragraphe 290 de l'Ordonnance 890 de la FERC.

Dans la rédaction d'une norme axée sur la performance portant sur les exigences en matière de données de modélisation et sur les procédures de déclaration de ces données, il n'était pas envisageable de tenir compte de tous les détails techniques associés à la préparation et à la déclaration des données de modélisation, puisque beaucoup de ces détails sont liés aux besoins de modélisation en constante évolution de l'industrie ainsi qu'à la terminologie des fournisseurs de logiciels et aux fonctionnalités de leurs produits.

Cette exigence désigne le *coordonnateur de la planification* et ses *planificateurs de réseau de transport* comme étant chargés d'établir conjointement les exigences en matière de données de modélisation et les procédures de déclaration afférentes qui s'appliqueront aux propriétaires de données dans la zone du *coordonnateur de la planification*. Les paragraphes 1155 et 1162 de l'Ordonnance 693 de la FERC stipulent aussi que la norme doit s'appliquer aux *coordonnateurs de la planification*. L'inclusion des *planificateurs de réseau de transport* dans la section Applicabilité vise à permettre aux *planificateurs de réseau de transport* de participer conjointement à l'établissement des exigences en matière de données et des procédures de déclaration.

Cette exigence cadre également avec les recommandations de l'analyse du Sous-comité sur l'analyse et la modélisation du réseau (SAMS) de la NERC, intitulée *Proposed Improvements for NERC MOD Standards*, reproduite dans le dossier de référence de décembre 2012 du Comité de planification de la NERC, point 3.4, à partir de la page 99 du fichier (consultable ici) :

Outre les recommandations visant à renforcer et à améliorer les normes MOD-010 à MOD-015, l'analyse du SAMS comportait les suggestions d'amélioration suivantes :

1) réduire la quantité des normes MOD ;
2) ajouter des données de court-circuit comme une exigence aux normes MOD ; et
3) fourniture des données et des modèles :
    a. ajouter une exigence identifiant qui déclare et qui reçoit les données ;
    b. identifier l'acceptabilité ;
    c. normaliser le format ;
    d. comment traiter les nouvelles technologies (modèles créés par l'utilisateur en l'absence de modèle normalisé) ; et
    e. statuer à propos du partage des données.
4) Ces recommandations sont mises en œuvre, premièrement, par la fusion des normes existantes en deux nouvelles normes, l'une pour la déclaration et le regroupement des données, et l'autre pour la validation des modèles de planification. L'ajout de l'exigence de déclaration des données de court-circuit est une autre amélioration par rapport aux normes existantes, qui répond au paragraphe 290 de l'Ordonnance 890 de la FERC. Par ailleurs, la nouvelle norme indique clairement quelles données sont requises et quelle entité fonctionnelle doit les déclarer.
5) L'exigence renvoie à une annexe qui énumère explicitement les entités qui doivent déclarer chaque type de données ainsi que les données à déclarer pour le régime permanent, le régime dynamique et le régime de court-circuit.
6) Enfin, la décision de combiner les exigences en matière de données de régime permanent, de régime dynamique et de régime de court-circuit en une seule exigence plutôt que d'en rédiger trois renforce l'accent mis sur l'exigence de déclaration de données en général.

Justification pour E2 :

Cette exigence répond au paragraphe 1155 de l'Ordonnance 693 de la FERC, qui stipule que « cette norme de fiabilité doit englober le *responsable de la planification*, puisque celui-ci constitue l'entité chargée de coordonner et d'intégrer les installations de transport et les plans de ressources, et qu'il fait partie des entités responsables de l'intégrité et de l'harmonisation des données. »

Justification pour E3 :

Pour qu'un certain degré d'exactitude dans la représentation d'un réseau électrique soit maintenu, les données déclarées doivent être correctes, vérifiées et mises à jour

périodiquement. Les données utilisées pour les études de régime permanent, de régime dynamique et de régime de court-circuit peuvent changer, par exemple, avec l'ajout de nouvelles infrastructures de transport (en comparaison à l'information contenue dans les « tel que construit ») ou par suite de changements effectués en vue de la remise en service du réseau de transport après des événements météorologiques. Les données sur la charge sont sujettes à des changements plus fréquents, et il importe de les mettre à jour lorsque de nouvelles prévisions sont établies.

Cette exigence établit un mécanisme (absent dans les normes actuellement en vigueur) qui permet au *coordonnateur de la planification* et au *planificateur de réseau de transport* de recueillir des données corrigées auprès des entités qui les détiennent. Il s'agit en somme d'une boucle de rétroaction qui permet de corriger des préoccupations d'ordre technique que le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* peut déceler dans les données, comme des doutes sur la pertinence des données ou simplement un format incorrect qui les rend les données inutilisables. Cette exigence établit aussi une contrainte de temps afin de limiter le délai de réponse.

Justification pour E4 :

Cette exigence remplacera les normes MOD-014 et MOD-015.

Cette exigence reconnaît les spécificités des différentes *Interconnexions* relativement au processus d'élaboration des modèles, et impose à chaque *coordonnateur de la planification* l'obligation de rendre disponibles les données de sa zone de planification.

L'exigence établit clairement que les *coordonnateurs de la planification* rendront disponibles les données qu'ils recueillent selon l'exigence E2 en support de leurs cas de base respectifs pour l'échelle de l'*Interconnexion*. Actuellement, diverses entités dans chaque *Interconnexion* élaborent de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* ; l'exigence de mettre les données à la disposition « de l'ERO ou de son représentant » met en place des conditions dans lesquelles la NERC, en collaboration avec ces autres entités et avec leur accord, peut désigner les entités appropriées dans chaque *Interconnexion* pour élaborer de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*. Ceci ne désigne pas un groupe ou un processus particulier pour l'élaboration de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*, mais stipule seulement que le *coordonnateur de la planification* doit rendre disponibles les données nécessaires à leur élaboration, dans l'esprit du document *Proposed Improvements to NERC MOD Standards* du SAMS, qui indique (à la page 3) que « les meilleurs pratiques de l'industrie et les processus existants doivent être pris en compte dans l'élaboration des exigences, *puisque de nombreuses entités coordonnent déjà utilement leurs efforts.* » (**Enphase ajoutée**)

Cette exigence concerne seulement l'obligation du *coordonnateur de la planification* de fournir l'information permettant d'élaborer de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* ; elle ne concerne pas l'élaboration même de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*.

Par exemple, selon les pratiques actuelles, l'ERAG (Eastern Interconnection Reliability Assessment Group) élabore de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* de l'Est et de l'*Interconnexion* du Québec, le WECC (Western Electricity Coordinating Council) élabore de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* de l'Ouest, et l'ERCOT (Electric Reliability Council

of Texas) élabore de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* ERCOT. Cette exigence ne vient pas remettre en cause cette situation ; en supposant que ces organisations continuent de s'entendre, l'ERAG, le WECC et l'ERCOT pourront être considérés comme les « représentants » de l'ERO pour chaque *Interconnexion* visée par cette exigence. De même, l'exigence ne s'oppose pas à des transferts de rôle ; le *coordonnateur de la planification* est tenu de mettre l'information à la disposition de l'ERO ou de toute entité avec laquelle l'ERO s'est entendue et qu'elle a désignée comme destinataire de cette information aux fins de l'élaboration l'élaboration de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	6 février 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Développée pour consolider et remplacer les normes MOD-010-0, MOD-011-0, MOD-012-0, MOD-013-1, MOD-014-0 et MOD-015-0.1.
1	1er mai 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme MOD-032-1.	Voir le plan de mise en œuvre publié sur la page Web des normes de fiabilité pour connaitre les dates d'entrée en vigueur des exigences.

Annexe QC-MOD-032-1
Dispositions particulières de la norme MOD-032-1 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : **Données pour la modélisation et l'analyse des réseaux électriques**

2. Numéro : MOD-032-1

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 22 décembre 2016

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 22 décembre 2016

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec :

E1 : 1er avril 2017

E2 à E4 : 1er janvier 2018

6. Contexte : Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Soumission périodique de données

Déclaration de non-conformité

Rapport par exception

Enquête à la suite d'une plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

MOD-032-1 – Annexe 1

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	22 décembre 2016	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : Validation de modèle de réseau en régimes permanent et dynamique

2. Numéro : MOD-033-2

3. Objet : Établir des exigences de validation cohérentes afin de faciliter la collecte de données exactes et l'élaboration de modèles de planification en vue de l'analyse de la fiabilité du réseau de transport interconnecté.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1. *Coordonnateur de la planification*

4.1.2. *Coordonnateur de la fiabilité*

4.1.3. *Exploitant de réseau de transport*

5. Date d'entrée en vigueur :

Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la planification* doit mettre en œuvre un processus documenté de validation des données comprenant les éléments suivants :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

1.1. Une comparaison entre le comportement de la partie de réseau existant du *coordonnateur de la planification* dans un modèle d'écoulement de puissance de planification et le comportement réel du réseau, représenté par les données d'un estimateur d'état ou d'autres sources de données en *temps réel*, par simulation au moins une fois tous les 24 mois civils ;

1.2. Une comparaison entre le comportement de la partie de réseau existant du *coordonnateur de la planification* dans un modèle dynamique de planification et le comportement réel du réseau, par simulation d'un événement local dynamique, au moins tous les 24 mois civils (utiliser un événement local dynamique survenant dans les 24 mois civils suivant le dernier événement local dynamique utilisé pour comparaison, et effectuer la comparaison dans un délai de 24 mois civils suivant l'événement local dynamique). Si aucun événement local dynamique ne survient dans l'intervalle de 24 mois civils, utiliser l'événement local dynamique suivant à survenir ;

1.3. Les principes directeurs à appliquer par le *coordonnateur de la planification* pour déterminer les divergences de comportement inacceptables dans le cadre des alinéas 1.1 ou 1.2 ; et

1.4. Les principes directeurs à suivre pour corriger les divergences de comportement jugées inacceptables dans le cadre de l'alinéa 1.3.

M1. Chaque *coordonnateur de la planification* doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a établi un processus documenté de validation conformément à l'exigence E1, ainsi qu'une pièce justificative attestant la mise en œuvre des éléments requis de ce processus.

E2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* et *exploitant de réseau de transport* doit transmettre, dans un délai de 30 jours civils suivant une demande écrite, des données sur le comportement réel du réseau (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) à tout *coordonnateur de la planification* qui procède à une validation en vertu de l'exigence E1, par exemple des données d'estimateur d'état ou d'autres données en temps réel (y compris des enregistrements de données de perturbation) nécessaires pour la validation par comparaison avec le comportement réel du réseau.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

M2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* et *exploitant de réseau de transport* doit détenir une pièce justificative (par exemple des courriels ou des reçus postaux indiquant le destinataire et la date) attestant qu'il a transmis les données demandées (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne dispose pas de telles données) à tout *coordonnateur de la planification* qui procède à une validation en vertu de l'exigence E1, dans un délai de 30 jours après en avoir reçu la demande écrite, conformément à l'exigence E2. S'il n'a pas reçu de demande de données de validation de la part d'un *coordonnateur de la planification*, le *coordonnateur de la fiabilité* ou l'*exploitant de réseau de transport* doit pouvoir présenter une déclaration écrite à cet égard.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant la conformité avec les exigences E1 et E2 ainsi qu'avec les mesures M1 et M2 depuis le dernier audit, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certains documents plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

Si une entité visée est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *CEA* doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

La section 3.0 de l'annexe 4C des règles de procédure de la NERC comporte une liste des processus de surveillance et d'évaluation de la conformité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	**Planification à long terme**	**Moyen**	Le *coordonnateur de la planification* a documenté et mis en œuvre un processus de validation des données, mais en omettant un des quatre éléments requis à l'exigence E1. OU Le *coordonnateur de la planification* n'a pas effectué la simulation comme requis à l'alinéa 1.1 dans un délai de 24 mois civils, mais il a effectué la simulation dans un délai de 28 mois civils. OU Le *coordonnateur de la planification* n'a pas effectué la simulation comme requis à l'alinéa 1.2 dans un délai de 24 mois civils (ou après l'événement local dynamique suivant si l'intervalle entre les événements dépasse la période de 24 mois), mais il a effectué la simulation	Le *coordonnateur de la planification* a documenté et mis en œuvre un processus de validation des données, mais en omettant deux des quatre éléments requis à l'exigence E1. OU Le *coordonnateur de la planification* n'a pas effectué la simulation comme requis à l'alinéa 1.1 dans un délai de 24 mois civils, mais il a effectué la simulation dans un délai de plus de 28 mois civils et inférieur ou égal à 32 mois civils. OU Le *coordonnateur de la planification* n'a pas effectué la simulation comme requis à l'alinéa 1.2 dans un délai de 24 mois civils (ou après l'événement local dynamique suivant si l'intervalle entre les événements dépasse la période de 24 mois), mais il	Le *coordonnateur de la planification* a documenté et mis en œuvre un processus de validation des données, mais en omettant trois des quatre éléments requis à l'exigence E1. OU Le *coordonnateur de la planification* n'a pas effectué la simulation comme requis à l'alinéa 1.1 dans un délai de 24 mois civils, mais il a effectué la simulation dans un délai de plus de 32 mois civils et inférieur ou égal à 36 mois civils. OU Le *coordonnateur de la planification* n'a pas effectué la simulation comme requis à l'alinéa 1.2 dans un délai de 24 mois civils (ou après l'événement local dynamique suivant si l'intervalle entre les événements dépasse la	Le *coordonnateur de la planification* n'a pas établi de processus de validation, ou n'a documenté ou mis en œuvre aucun des quatre éléments requis à l'exigence E1. OU Le *coordonnateur de la planification* n'a pas validé sa partie du réseau dans le modèle d'écoulement de puissance comme requis à l'alinéa 1.1 dans un délai de 36 mois civils. OU Le *coordonnateur de la planification* n'a pas effectué la simulation comme requis à l'alinéa 1.2 dans un délai de 36 mois civils (ou après l'événement local dynamique suivant si l'intervalle entre les événements dépasse la période de 24 mois).

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			dans un délai de 28 mois civils.	a effectué la simulation dans un délai de plus de 28 mois civils et inférieur ou égal à 32 mois civils.	période de 24 mois), mais il a effectué la simulation dans un délai de plus de 32 mois civils et inférieur ou égal à 36 mois civils.	
E2	**Planification à long terme**	**Faible**	Le *coordonnateur de la fiabilité* ou l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas transmis les données demandées sur le comportement réel du réseau (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) au *coordonnateur de la planification* demandeur, dans un délai de 30 jours civils suivant une demande écrite, mais il a transmis les données (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) dans un délai inférieur ou égal à 45 jours civils.	Le *coordonnateur de la fiabilité* ou l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas transmis les données demandées sur le comportement réel du réseau (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) au *coordonnateur de la planification* demandeur, dans un délai de 30 jours civils suivant une demande écrite, mais il a transmis les données (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) dans un délai supérieur à 45 jours civils, mais inférieur ou égal à 60 jours civils.	Le *coordonnateur de la fiabilité* ou l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas transmis les données demandées sur le comportement réel du réseau (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) au *coordonnateur de la planification* demandeur, dans un délai de 30 jours civils suivant une demande écrite, mais il a transmis les données (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) dans un délai supérieur à 60 jours civils, mais inférieur ou égal à 75 jours civils.	Le *coordonnateur de la fiabilité* ou l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas transmis les données demandées sur le comportement réel du réseau (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) au *coordonnateur de la planification* demandeur, dans un délai de 75 jours civils. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* ou l'*exploitant de réseau de transport* a transmis une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas les données demandées, alors qu'il détenait ces données.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Principes directeurs et fondements techniques

Exigence E1

Cette exigence établit la nécessité de mettre en œuvre un processus de validation, mais sans préciser de méthode ou de procédure particulière au-delà d'un certain nombre d'éléments énoncés de façon générale. Pour de plus amples renseignements sur les procédures de validation suggérées, consulter le document *Procedures for Validation of Powerflow and Dynamics Cases* produit par le Groupe de travail sur la modélisation de la NERC.

Les détails du processus sont laissés à la discrétion du *coordonnateur de la planification*, mais celui-ci doit établir et incorporer à son processus des critères permettant de déterminer si les divergences entre le comportement prévu du réseau et son comportement réel sont acceptables ou non.

Pour la validation selon l'alinéa 1.1, les données d'estimateur d'état ou les autres données en *temps réel* doivent correspondre le plus possible à la pointe du réseau. Cependant, d'autres clichés du réseau pourront être utilisés si le *coordonnateur de la planification* les juge plus appropriés. Bien que l'exigence prescrive un intervalle de 24 mois civils, un intervalle plus court est en fait souhaitable.

Dans le cadre de la comparaison prescrite à l'alinéa 1.1, le *coordonnateur de la planification* peut prendre en compte, notamment, les éléments suivants :

1. la charge du réseau ;
2. la topologie et autres paramètres du réseau de *transport* ;
3. la tension aux principaux jeux de barres ; et
4. les transits dans les artères principales de transport.

La validation selon l'alinéa 1.1 nécessiterait la prise en compte des facteurs de répartition et des facteurs de puissance de la charge (selon le cas) utilisés dans les modèles d'écoulement de puissance. Cette validation peut être faite à partir de données de charge mesurées directement, en l'absence de données d'estimateur d'état. La comparaison des facteurs de répartition de la charge et des facteurs de puissance du réseau doit être effectuée à l'échelle globale de l'entreprise ou à celle de la zone de l'écoulement de puissance à tout le moins ; elle peut aussi se faire, selon le jugement du *coordonnateur de la planification*, à l'échelle des jeux de barres ou de régions nécessitant une alimentation locale importante (par exemple dans la zone d'un *responsable de l'équilibrage*), ou dans des zones plus restreintes.

Pour la validation du modèle de comportement en régime dynamique selon l'alinéa 1.2, l'étendue est limitée à la zone de planification du *coordonnateur de la planification* ; la comparaison doit porter sur les événements ou les phénomènes locaux, et non à l'échelle de l'*Interconnexion*.

Dans le cadre de l'alinéa 1.2, la comparaison entre les simulations et les données réelles du réseau peut porter sur les événements suivants :

- oscillations de tension aux jeux de barres principaux ;
- fréquence du réseau (événements avec excursions en fréquence) ;
- oscillations de puissance active et réactive pour les groupes de production et les lignes principales d'interconnexion.

Il n'est pas vraiment possible de prévoir quand peut survenir un événement local dynamique. À cause des complexités de l'analyse nécessaire pour la simulation, l'alinéa 1.2 stipule que l'intervalle « au moins tous les 24 mois civils » entre les comparaisons s'applique en fait aux événements locaux dynamiques eux-mêmes, et qu'un délai de 24 mois est accordé après l'événement local dynamique retenu. Cet éclaircissement vise à éviter que le *PC* ne se retrouve dans une circonstance temporelle qui rendrait la

conformité impossible. Si l'intervalle indiqué englobait le délai d'exécution de la comparaison, on pourrait avoir une situation où l'événement surviendrait 23 mois après la comparaison précédente, ce qui laisserait à peine un mois pour la comparaison ; et compte tenu du délai de 30 jours de l'exigence E2 pour la transmission par les *TOP* ou les *RC* des données sur le comportement réel du réseau (si elles sont nécessaires pour la comparaison), il serait potentiellement impossible de terminer la comparaison à l'intérieur du délai de 24 mois.

C'est pourquoi le texte de l'exigence précise que l'intervalle entre les événements locaux dynamiques utilisés pour les comparaisons est d'au plus 24 mois entre ceux-ci (sous réserve d'un intervalle plus long, comme il est indiqué à la fin de l'alinéa 1.2, s'il s'écoule plus de 24 mois avant l'événement local dynamique suivant, la comparaison devant alors se faire avec le premier événement à survenir par la suite). Chaque comparaison doit être effectuée dans un délai de 24 mois suivant l'événement local dynamique retenu. Ainsi, le problème potentiel décrit plus haut dans le cas d'un événement local dynamique qui surviendrait après 23 mois est écarté. Par exemple, si un *PC* utilise pour comparaison un événement local dynamique qui survient le 1er jour du 1er mois, il dispose de 24 mois civils à partir de cet événement pour terminer la comparaison. Si l'événement local dynamique suivant choisi par le *PC* pour la comparaison survient au 23e mois, le *PC* dispose de 24 mois à compter de ce deuxième événement pour effectuer la comparaison.

L'alinéa 1.3 stipule que le *PC* doit intégrer à son processus documenté de validation des principes directeurs permettant de déterminer si les divergences entre les résultats de simulation et le comportement réel du réseau sont acceptables ou non. Le *PC* peut élaborer lui-même les principes directeurs ou directives prescrits aux alinéas 1.3 et 1.4, renvoyer à d'autres principes directeurs ou directives établis, ou les deux. Pour la comparaison avec le modèle d'écoulement de puissance, par exemple, le critère pourrait être un écart d'au plus 10 % ou 100 MW, selon la valeur la plus élevée, entre les transits sur les lignes à 500 kV ; différentes valeurs en pourcentage ou en MW pourraient être établies pour différents niveaux de tension. Ou encore, le critère de comparaison des tensions pourrait spécifier un écart d'au plus 1 %. L'important est que les principes directeurs intégrés au processus documenté de validation soient pertinents au réseau du *coordonnateur de la planification*. Pour ce qui est de la comparaison d'événements dynamiques, les principes directeurs peuvent être moins précis, mais la comparaison doit conclure à des résultats concordants. Par exemple, un principe directeur pourrait demander de tracer le résultat de la simulation sur le même graphique que le comportement réel du réseau, et de comparer visuellement les deux tracés afin d'établir leur degré de ressemblance. Ou encore, un principe directeur pourrait être un écart d'au plus 20 % entre le temps de montée du comportement transitoire dans la simulation par rapport à celui du comportement réel du réseau. Tout comme pour les critères de comparaison en écoulement de puissance, les critères de comparaison en régime dynamique doivent être pertinents au réseau du *coordonnateur de la planification*.

Les directives que le *PC* incorpore à son processus documenté de validation pour corriger les divergences selon l'alinéa 1.4 pourraient prescrire une coordination directe avec le propriétaire des données et, si nécessaire, renvoyer à l'exigence E3 de la norme MOD-032-1 (la validation effectuée selon l'alinéa 1.4 pourrait révéler des lacunes techniques dans les données). Autrement dit, bien que la présente norme porte sur la validation, les résultats de la validation peuvent révéler le besoin de corriger des données fournies en vertu de la norme sur les données de modélisation. Si un modèle générique ou comportant des données estimatives est utilisé pour un groupe de production et que le comportement du modèle ne correspond pas au comportement réel, il faut alors corriger les données estimatives ou demander au fournisseur des données un modèle plus détaillé.

Bien que la validation porte essentiellement sur la zone de planification du *coordonnateur de la planification*, le modèle utilisé doit couvrir une partie de l'*Interconnexion* plus étendue que la zone du

coordonnateur de la planification. S'il est possible de faire correspondre les simulations au comportement réel du réseau au moyen de changements raisonnables aux données dans la zone du *coordonnateur de la planification*, ce dernier devrait apporter ces changements en coordination avec le fournisseur des données. Cependant, pour certaines perturbations, les données dans la zone du *coordonnateur de la planification* peuvent ne pas être la cause de la divergence entre les simulations et le comportement réel. Ces situations doivent être signalées à l'organisme de fiabilité électrique (ERO). Les directives intégrées par le *coordonnateur de la planification* à son processus documenté selon l'alinéa 1.4 pourraient s'y appliquer.

Justification des exigences

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces boîtes de texte a été transféré ci-après.

Justification de l'exigence E1

Au paragraphe 1210 de son Ordonnance 693, la FERC demande que soit formulée « une exigence de valider les modèles par comparaison au comportement réel du réseau ». La FERC ajoute au paragraphe 1211 que « les événements réels du réseau doivent être simulés et, si le résultat du modèle ne respecte pas la marge d'exactitude prescrite, il faut modifier le modèle de manière à obtenir l'exactitude nécessaire ». Le paragraphe 1220, de même, demande de valider les modèles de comportement en régime dynamique de réseau par comparaison au comportement réel du réseau. Au paragraphe 290 de son Ordonnance 890, la FERC stipule que « les modèles doivent être mis à jour et comparés à des événements réels ». L'exigence E1 répond à ces diverses prescriptions.

L'exigence E1 stipule que le *coordonnateur de la planification* doit mettre en œuvre un processus documenté afin de valider les données dans sa zone de planification pour les modèles d'écoulement de puissance et de comportement en régime dynamique par comparaison entre le comportement réel et le comportement prévu, ce qui va dans le sens des directives de la FERC. La validation de modèles pour l'échelle de l'*Interconnexion* est laissée à l'organisme de fiabilité électrique (ERO) ou à ses représentants, et ne tombe pas dans le champ d'application de la présente norme. Les éléments suivants ont été choisis pour l'exigence de validation :

A. la comparaison entre le comportement du réseau existant dans un modèle de planification d'écoulement de puissance et le comportement réel du réseau ; et

B. la comparaison entre le comportement du réseau existant dans un modèle de planification de comportement en régime dynamique et le comportement réel du réseau.

Ces validations permettront d'obtenir des modèles d'écoulement de puissance et de comportement en régime dynamique plus fidèles, d'où une meilleure corrélation entre les transits et les tensions du réseau calculés dans les études d'écoulement de puissance et les valeurs réelles observées par le répartiteur en cas de panne de courant. Des améliorations semblables sont à prévoir pour les études de régime dynamique, de telle sorte que leurs résultats correspondront plus étroitement aux réactions réelles du réseau électrique aux perturbations.

La validation des données de modélisation est une pratique souhaitable dans le secteur de l'électricité, mais cette activité ne se prête pas facilement au langage des exigences des *normes de fiabilité*. En outre, il serait difficile d'établir des indications quant aux seuils de perturbation à valider et quant à la manière de les déterminer. C'est pourquoi cette exigence consiste à demander au *coordonnateur de la planification* de procéder à la validation selon son propre processus, qui doit comprendre les alinéas 1.1 à 1.4, sans préciser aucunement la manière dont doit se faire la validation, nécessairement liée aux

circonstances. Pour d'autres validations, mieux vaut procéder par lignes directrices plutôt que par les exigences d'une norme.

Justification de l'exigence E2

Le *coordonnateur de la planification* aura besoin de données sur le comportement réel du réseau afin d'effectuer les validations demandées à l'exigence E1. Le *coordonnateur de la fiabilité* ou l'*exploitant de réseau de transport* peut détenir ces données. L'exigence E2 demande donc au *coordonnateur de la fiabilité* et à l'*exploitant de réseau de transport* de fournir les données réelles du réseau, s'il détient de telles données, à tout *coordonnateur de la planification* qui en fait la demande aux fins de la validation d'un modèle selon l'exigence E1.

Cette exigence pourrait aussi s'étendre à l'information que le *coordonnateur de la fiabilité* ou l'*exploitant de réseau de transport* détient sur les lieux mêmes d'exploitation. Par exemple, si un synchrophaseur ou un oscilloperturbographe présent dans une installation de production enregistre la perturbation, on considère normalement que le *coordonnateur de la fiabilité* ou l'*exploitant de réseau de transport* détient ces données.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	6 février 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Élaboration à titre de nouvelle norme portant sur la validation du réseau pour la mise en œuvre de dispositions en instance de l'Ordonnance 693 de la FERC et de recommandations de diverses autres sources.
1	1er mai 2014	Ordonnance de la FERC approuvant la norme MOD-033-1.	
2	6 février 2020	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions d'après le projet 2017-07
2	30 octobre 2020	Ordonnance de la FERC approuvant la norme MOD-033-2 (dossier RD20-4-000).	
2	1er avril 2021	Entrée en vigueur	

Annexe MOD-033-2-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme MOD-033-2 — Validation de modèle de réseau en régimes permanent et dynamique

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière

2. Numéro : Aucune disposition particulière

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 28 juin 2022

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 28 juin 2022

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec : 1er octobre 2022

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	28 juin 2022	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2022-085	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** **Titres de compétence du personnel d'exploitation**

2. **Numéro :** **PER-003-2**

3. **Objet :** Donner l'assurance que les *répartiteurs* effectuant les tâches relatives à la fiabilité afférentes au *coordonnateur de la fiabilité*, au *responsable de l'équilibrage* et à l'*exploitant de réseau de transport* sont certifiés en vertu du programme de certification des *répartiteurs* de la NERC, lorsqu'ils occupent un poste d'exploitation en *temps réel* et sont responsables du contrôle du *système de production-transport d'électricité*.

4. **Applicabilité :**

   4.1. Entités fonctionnelles :

   4.1.1. *Coordonnateur de la fiabilité*

   4.1.2. *Exploitant de réseau de transport*

   4.1.3. *Responsable de l'équilibrage*

5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre de la norme PER-003-2.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit affecter, aux postes d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité afférentes au *coordonnateur de la fiabilité*, des *répartiteurs* qui ont démontré des compétences minimales dans les domaines énoncés ci-dessous en obtenant et en maintenant à jour un certificat de répartiteur fiabilité de la NERC valide[(1)(2)] :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

1.1. Domaines de compétence

1.1.1. Équilibrage des ressources et de la demande

1.1.2. Exploitation du transport

1.1.3. Préparation et exploitation en situation d'urgence

1.1.4. Exploitation de réseau

1.1.5. Protection et contrôle

1.1.6. Tension et puissance réactive

1.1.7. Programmation et coordination des *échanges*

1.1.8. Coordination et exploitation relative à la fiabilité de l'*Interconnexion*

---

1. Le personnel non certifié par la NERC qui exécute n'importe quelles tâches relatives à la fiabilité d'un poste d'exploitation en temps réel doit être sous la supervision directe d'un *répartiteur* détenant le certificat de la NERC et en devoir à ce poste ; le *répartiteur* détenant le certificat de la NERC assume la responsabilité ultime de l'exécution des tâches relatives à la fiabilité.
2. Les certificats de la NERC dont il est question dans la présente norme sont les certificats indiqués dans le manuel du programme de certification des *répartiteurs* de la NERC.

M1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir les pièces justificatives suivantes pour montrer qu'il a affecté, aux postes d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité, des *répartiteurs* qui ont démontré des compétences minimales en obtenant le certificat approprié de la NERC et en en maintenant la validité :

M1.1 une liste des postes d'exploitation en *temps réel* ;

M1.2 une liste des *répartiteurs* affectés aux postes d'exploitation en *temps réel* ;

M1.3 un exemplaire ou le numéro et la date d'expiration de chaque certificat de la NERC de ses *répartiteurs* qui démontre la conformité dans les domaines de compétence visés ;

M1.4 les horaires de travail, les registres de travail ou toute autre pièce justificative équivalente montrant quels *répartiteurs* sont affectés pour travailler à des postes d'exploitation en *temps réel*.

E2. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit affecter, aux postes d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité afférentes à l'*exploitant de réseau de transport*, des *répartiteurs* qui ont démontré des compétences minimales dans les domaines énoncés ci-dessous en obtenant un des certificats de la NERC suivants et en en maintenant la validité[1][2] :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

2.1. Domaines de compétence

2.1.1. Exploitation du transport

2.1.2. Préparation et exploitation en situation d'urgence

2.1.3. Exploitation de réseau

2.1.4. Protection et contrôle

2.1.5. Tension et puissance réactive

2.2. Certificats

- *Répartiteur* fiabilité
- *Répartiteur* d'équilibrage, des *échanges* et de *transport*
- *Répartiteur* de *transport*

M2. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives suivantes pour montrer qu'il a affecté, aux postes d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité, des *répartiteurs* qui ont démontré des compétences minimales en obtenant un certificat approprié de la NERC et en en maintenant la validité :

M2.1 une liste des postes d'exploitation en *temps réel* ;

---

1. Le personnel non certifié par la NERC qui exécute n'importe quelles tâches relatives à la fiabilité d'un poste d'exploitation en temps réel doit être sous la supervision directe d'un *répartiteur* détenant le certificat de la NERC et en devoir à ce poste ; le *répartiteur* détenant le certificat de la NERC assume la responsabilité ultime de l'exécution des tâches relatives à la fiabilité.
2. Les certificats de la NERC dont il est question dans la présente norme sont les certificats indiqués dans le manuel du programme de certification des *répartiteurs* de la NERC.

M2.2 une liste des *répartiteurs* affectés aux postes d'exploitation en *temps réel* ;

M2.3 un exemplaire ou le numéro et la date d'expiration de chaque certificat de la NERC de ses *répartiteurs* qui démontre la conformité dans les domaines de compétence visés ;

M2.4 les horaires de travail, les registres de travail ou toute autre pièce justificative équivalente montrant quels *répartiteurs* sont affectés pour travailler à des postes d'exploitation en *temps réel.*

E3. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit affecter, aux postes d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité afférentes au *responsable de l'équilibrage*, des *répartiteurs* qui ont démontré des compétences minimales dans les domaines énoncés ci-dessous en obtenant un des certificats de la NERC suivants et en en maintenant la validité[1][2] :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

3.1. Domaines de compétence

3.1.1. Équilibrage des ressources et de la demande

3.1.2. Préparation et exploitation en situation d'urgence

3.1.3. Exploitation de réseau

3.1.4. Programmation et coordination des échanges

3.2. Certificats

- Répartiteur fiabilité
- *Répartiteur* d'équilibrage, des *échanges* et de *transport*
- *Répartiteur* d'équilibrage et des *échanges*

M3. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit avoir les pièces justificatives suivantes pour montrer qu'il a affecté, aux postes d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité, des *répartiteurs* qui ont démontré des compétences minimales en obtenant un certificat approprié de la NERC et en en maintenant la validité :

M3.1 une liste des postes d'exploitation en *temps réel* ;

M3.2 une liste des *répartiteurs* affectés aux postes d'exploitation en *temps réel* ;

M3.3 un exemplaire ou le numéro et la date d'expiration de chaque certificat de la NERC de ses *répartiteurs* qui démontre la conformité dans les domaines de compétence visés ;

1. Le personnel non certifié par la NERC qui exécute n'importe quelles tâches relatives à la fiabilité d'un poste d'exploitation en temps réel doit être sous la supervision directe d'un *répartiteur* détenant le certificat de la NERC et en devoir à ce poste ; le *répartiteur* détenant le certificat de la NERC assume la responsabilité ultime de l'exécution des tâches relatives à la fiabilité.
2. Les certificats de la NERC dont il est question dans la présente norme sont les certificats indiqués dans le manuel du programme de certification des *répartiteurs* de la NERC.

M3.4 les horaires de travail, les registres de travail ou toute autre pièce justificative équivalente montrant quels *répartiteurs* sont affectés pour travailler à des postes d'exploitation en *temps réel.*

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

- Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *exploitant de réseau de transport* ou *responsable de l'équilibrage* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité pendant trois ans ou depuis le dernier audit de conformité, selon la plus longue de ces périodes.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1.	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas affecté, à chaque poste d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité afférentes au *coordonnateur de la fiabilité*, un *répartiteur* ayant un certificat de la NERC valide défini à l'exigence E1.
E2.	S. O.	S. O.	S. O.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas affecté, à chaque poste d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité afférentes à l'*exploitant de réseau de transport*, un *répartiteur* ayant un certificat de la NERC valide défini à l'alinéa 2.2 de l'exigence E2.
E3.	S. O.	S. O.	S. O.	Le *responsable de l'équilibrage* n'a pas affecté, à chaque poste d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité afférentes au *responsable de l'équilibrage*, un *répartiteur* ayant un certificat de la NERC valide défini à l'alinéa 3.2 de l'exigence E3.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

Plan de mise en œuvre.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1er avril 2005	Entrée en vigueur	Nouvelle norme
1	17 février 2011	Révision complète dans le cadre du projet 2007-04	Révision
1	17 février 2011	Adoption par le Conseil d'administration	
1	15 septembre 2011	Ordonnance de la FERC (entrée en vigueur le 15 septembre 2011) ratifiant la norme PER-003-1	
2	10 mai 2018	Ajout d'une note de bas de page aux exigences	Révision
2	10 mai 2018	Adoption par le Conseil d'administration	Révision
2	21 novembre 2018	Lettre d'ordonnance de la FERC ratifiant la norme PER-003-2 (dossier n° RD18-9-000)	

Annexe PER-003-2-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PER-003-2 — Titres de compétence du personnel d'exploitation

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière

2. Numéro : Aucune disposition particulière

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

5. Date d'entrée en vigueur au Québec :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 28 mai 2021

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 28 mai 2021

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er juillet 2021

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité à la norme de fiabilité visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

2. Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	28 mai 2021	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2021-070 et D-2021-070R.	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Formation du personnel d'exploitation**

2. Numéro : PER-005-2

3. Objet : Faire en sorte que le personnel qui effectue ou soutient l'exploitation en *temps réel* du *système de production-transport d'électricité* soit formé, au moyen d'une approche systématique.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1 *Coordonnateur de la fiabilité*

4.1.2 *Responsable de l'équilibrage*

4.1.3 *Exploitant de réseau de transport*

4.1.4 *Propriétaire d'installation de transport* qui dispose :

4.1.4.1 de personnel, à l'exclusion des opérateurs de terrain, capable d'agir de manière autonome pour exploiter ou diriger l'exploitation en *temps réel* des *installations* du *propriétaire d'installation de transport* qui font partie du *système de production-transport d'électricité*.

4.1.5 *Exploitant d'installation de production* qui dispose :

4.1.5.1 de personnel de répartition travaillant dans un centre de répartition central, recevant des directives du *coordonnateur de la fiabilité*, du *responsable de l'équilibrage*, de l'*exploitant de réseau de transport* ou du *propriétaire d'installation de transport* associé à l'*exploitant d'installation de production*, et pouvant élaborer des instructions de répartition précises à l'intention du personnel d'exploitation de centrale sous son autorité. Ce personnel exclut le personnel d'exploitation travaillant dans une centrale de production, ainsi que le personnel d'un centre de répartition central qui ne fait que relayer les instructions de répartition sans les modifier.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Cette norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après la date d'approbation de cette norme par un organisme gouvernemental pertinent, sauf dispositions contraires dans un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par une autorité compétente

Dans un territoire où l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, cette norme entrera en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après la date son adoption par le

Conseil d'administration de la NERC, sauf dispositions contraires dans ce territoire.

B. Exigences et Mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit utiliser une approche systématique pour élaborer et mettre en œuvre un programme de formation à l'intention de ses *répartiteurs*, selon ce qui suit : *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : planification à long terme]*

1.1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit dresser une liste des tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (BES) en s'appuyant sur une méthodologie définie et documentée.

1.1.1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit, chaque année civile, revoir et mettre à jour si nécessaire sa liste des tâches *temps réel* spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* établie selon l'exigence E1, alinéa E1.1.

1.2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit concevoir et élaborer le matériel de formation selon son programme de formation, d'après la liste des tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES établie selon l'exigence E1, aninéa E1.1.

1.3. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit donner de la formation à ses *répartiteurs* selon son programme de formation.

1.4. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit, chaque année civile, procéder à une évaluation du programme de formation établi selon l'exigence E1 afin d'identifier tout changement nécessaire au programme de formation, et doit mettre en œuvre les changements identifiés.

M1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit avoir disponible pour examen les pièces justificatives attestant l'utilisation d'une approche systématique pour élaborer et mettre en œuvre un programme de formation pour ses *répartiteurs*, conformément à l'exigence E1.

M1.1 Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit avoir disponible pour examen sa méthodologie et sa liste des tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES, avec la date du plus récent examen, conformément à l'exigence E1, alinéas E1.1 et E1.1.1.

M1.2 Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit avoir disponible pour examen son matériel de formation élaboré conformément à l'exigence E1, alinéa E1.2.

M1.3 Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit avoir disponible pour examen les dossiers de formation des *répartiteurs*, montrant le nom des personnes formées, le titre de la formation diffusée et les dates de la diffusion attestant que la formation a été diffusée conformément à l'exigence E1, alinéa E1.3.

M1.4 Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit avoir disponible pour examen les pièces justificatives (comme des rapports d'observations d'un formateur, des commentaires de participant, des commentaires d'un supérieur hiérarchique, des évaluations de cours, des évaluations d'apprentissage, ou des résultats d'audits interne) attestant qu'il a procédé, chaque année civile, à l'évaluation du programme de formation conformément à l'exigence E1, alinéa E1.4.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit utiliser une approche systématique pour élaborer et mettre en œuvre un programme de formation à l'intention de son personnel désigné à l'alinéa 4.1.4.1 de la section Applicabilité de la présente norme, selon ce qui suit : *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : planification à long terme]*

2.1. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit dresser une liste des tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES en s'appuyant sur une méthodologie définie et documentée.

2.1.1. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit, chaque année civile, réexaminer et mettre à jour si nécessaire sa liste des tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES établie selon l'alinéa E2.1.

2.2. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit concevoir et élaborer le matériel de formation selon son programme de formation, d'après la liste des tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES établie selon l'exigence E2.1.

2.3. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit donner la formation à son personnel désigné à l'alinéa 4.1.4.1 de la section Applicabilité, selon son programme de formation.

2.4. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit, chaque année civile, procéder à une évaluation du programme de formation établi selon l'exigence E2 afin d'identifier tout changement nécessaire au programme de formation, et doit mettre en œuvre les changements identifiés.

M2. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit avoir disponible pour examen les pièces justificatives attestant l'utilisation d'une approche systématique pour élaborer

et mettre en œuvre un programme de formation pour son personnel visé, conformément à l'exigence E2.

M2.1 Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit avoir disponible pour examen sa méthodologie et sa liste des tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES, avec la date du plus récent examen, conformément à l'exigence E2, alinéa E2.1.

M2.2 Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit avoir disponible pour examen son matériel de formation élaboré conformément à l'exigence E2, alinéa E2.2.

M2.3 Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit avoir disponible pour examen les dossiers de formation montrant le nom des personnes formées, le titre de la formation diffusée, et les dates de diffusion, attestant que la formation a été diffusée conformément l'exigence E2, alinéa E2.3.

M2.4 Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit avoir disponible pour examen les pièces justificatives (comme des rapports d'observations d'un formateur, des commentaires de participant, des commentaires d'un supérieur hiérarchique, des évaluations de cours, des évaluations d'apprentissage ou des résultats d'audit interne) attestant qu'il a procédé, chaque année civile, à l'évaluation du programme de formation conformément à l'exigence E2, alinéa E2.4.

E3. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage*, *exploitant de réseau de transport* et *propriétaire d'installation de transport* doit vérifier au moins une fois les compétences de son personnel visé par les exigences E1 et E2 à effectuer chacune des tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES établie conformément à l'exigence E1, alinéas E1.1 ou E2.1. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé] [Horizon : planification à long terme]*

3.1. À l'intérieur de six mois suivants un ajout ou une modification d'une tâche *temps réel* spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du *BES*, chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage*, *exploitant de réseau de transport* et *propriétaire d'installation de transport* doit vérifier les compétences de chacun de ses employés visés par l'exigence E1 ou E2 à exécuter la tâche *temps réel* spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES ajoutée ou modifiée et identifiée à l'exigence E1, alinea E1.1 ou l'exigence E2, alinéa E2.1.

M3. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage*, *exploitant de réseau de transport* et *propriétaire d'installation de transport* doit avoir disponibles pour examen les pièces justificatives attestant qu'il a vérifié la capacité d'exécution de chacun de ses employés visés par l'exigence E1 ou E2 pour chacune des tâches *temps réel* spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES de la liste établie conformément à l'exigence E1, alinéas E1.1 ou E2.1. Ces pièces justificatives peuvent être constituées de documents attestant la capacité d'exécuter les tâches *temps réel*

spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES, avec indication du nom de l'employé et de la date; de feuilles de contrôle du supérieur hiérarchique précisant le nom de l'employé, la date ainsi que les tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES effectuées; ou des résultats d'évaluation de l'apprentissage.

M3.1 Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage*, *exploitant de réseau de transport* et *propriétaire d'installation de transport* doit pouvoir produire des pièces justificatives attestant qu'il a vérifié la capacité des employés visés à exécuter les tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES nouvelles ou modifiées dans un délai de six mois après l'ajout ou la modification d'une tâche *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES.

E4. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage*, *exploitant de réseau de transport* et *propriétaire d'installation de transport* qui 1) a une autorité opérationnelle ou un contrôle sur des *installations* avec des *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* IROL*)* établies ou 2) a établi des systèmes de protection ou des guides d'exploitation pour atténuer des dépassements de limites *IROL* doit donner à son personnel visé par l'exigence E1 ou E2 une formation sur l'exploitation en situation d'urgence en utilisant une technologie de simulation comme un simulateur, une technologie de virtualisation ou toute autre technologie qui reproduit le comportement opérationnel du *BES*. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : planification à long terme]*

4.1. Tout *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage*, *exploitant de réseau de transport* ou *propriétaire d'installation de transport* auquel ne s'appliquent pas initialement les critères de l'exigence E4 doit se conformer à cette exigence dans un délai de 12 mois à partir du moment où l'un ou l'autre de ces critères s'y applique.

M4. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage*, *exploitant de réseau de transport* et *propriétaire d'installation de transport* doit avoir disponibles pour examen les pièces justificatives les dossiers de formation attestant que le personnel visé par l'exigence E1 ou E2 ont suivi une formation faisant appel à une technologie de simulation, conformément à l'exigence E4.

M4.1 Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage*, *exploitant de réseau de transport* et *propriétaire d'installation de transport* doit avoir disponibles pour examen les pièces justificatives les dossiers de formation attestant que le personnel visé par l'exigence E1 ou E2 ont suivi, dans un délai de 12 mois à partir du moment où l'un ou l'autre des critères de l'exigence E4 s'applique à l'entité, une formation faisant appel à une technologie de simulation, conformément à cette exigence E4.

E5. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit utiliser une approche systématique pour élaborer et mettre

en œuvre, à l'intention de son *personnel de soutien à l'exploitation* désigné, une formation sur l'effet de ses activités sur les tâches *temps réel* spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES dont il a établi la liste conformément à l'exigence E1, alinéa E1.1. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : planification à long terme]*

5.1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit, chaque année civile, évaluer la formation établie à l'exigence E5 afin d'identifier les changements à la formation et d'y apporter des changements.

M5. Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit avoir disponibles pour examen les pièces justificatives attestant que son *personnel de soutien à l'exploitation* a complété la formation conformément à son approche systématique. Ces pièces justificatives peuvent être constituées de documents comme des dossiers de formation montrant que la formation a été réussie. La documentation doit préciser le nom de l'employé et la date de la formation.

M5.1 Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit avoir disponibles pour examen les pièces justificatives (comme des rapports d'observations d'un formateur, des commentaires des participants, des commentaires d'un supérieur hiérarchique, des évaluations de cours, des évaluations d'apprentissage, ou des résultats d'audit interne) attestant l'évaluation, chaque année civile, du programme de formation, conformément à l'exigence E5, alinéa E5.1.

E6. Chaque *exploitant d'installation de production* doit utiliser une approche systématique pour élaborer et mettre en œuvre une formation à l'intention de son personnel désigné à l'alinéa 4.1.5.1 de la section Applicabilité de la présente norme sur l'effet de ses activités sur l'exploitation fiable du *BES* en exploitation normale et en situation d'urgence. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : planification à long terme]*

6.1. Chaque *exploitant d'installation de production* doit, chaque année civile, évaluer la formation établie à l'exigence E6 afin d'identifier et mettre en œuvre des changements à la formation.

M6. Chaque *exploitant d'installation de production* doit avoir disponibles pour examen les pièces justificatives attestant que son personnel désigné a suivi une formation conforme à son approche systématique. Ces pièces justificatives peuvent être constituées de documents comme des dossiers de formation montrant que la formation a été réussie. Le document doit préciser le nom de l'employé et la date de la formation.

M6.1 Chaque *exploitant d'installation de production* doit avoir disponibles pour examen les pièces justificatives (comme des rapports d'observations d'un formateur, des commentaires des participants, des commentaires d'un

supérieur hiérarchique, des évaluations de cours, des évaluations d'apprentissage, ou des résultats d'audit interne) attestant l'évaluation, chaque année civile, du programme de formation, conformément à l'exigence E6.1.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « responsable de la surveillance de l'application des normes » désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le responsable de la surveillance de l'application des normes peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives pour montrer qu'elle était conforme pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage*, *exploitant de réseau de transport*, *propriétaire d'installation de transport* et *exploitant d'installation de production* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité pendant trois ans ou depuis le dernier audit de conformité, selon la plus longue de ces périodes, à moins que le responsable de la surveillance de l'application des normes lui ordonne de conserver certaines pièces justificatives pour une longue période, dans le cadre d'une enquête.

Si un *coordonnateur de la fiabilité*, un *responsable de l'équilibrage*, un *exploitant de réseau de transport*, un *propriétaire d'installation de transport* ou un *exploitant d'installation de production* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit jugé conforme.

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et présentés subséquemment.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité :

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformités

Déclarations volontaires

Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E #	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	**Planification à long terme**	**Moyen**	Aucun	Le *coordonnateur de la fiabilité*, le *responsable de l'équilibrage* ou l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas revu ou mis à jour si nécessaire, chaque année civile, sa liste des tâches *temps réel* spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES. (1.1.1) OU Le *coordonnateur de la fiabilité*, le *responsable de l'équilibrage* ou l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas évalué, chaque année civile, son programme de formation afin d'identifier s'il est	Le *coordonnateur de la fiabilité*, le *responsable de l'équilibrage* ou l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas utilisé une approche systématique pour élaborer et mettre en œuvre un programme de formation. (1) OU Le *coordonnateur de la fiabilité*, le *responsable de l'équilibrage* ou l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas conçu et élaborer de matériel de formation d'après la liste des tâches *temps réel* spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du	Le *coordonnateur de la fiabilité*, le *responsable de l'équilibrage* ou l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas créé de liste des tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES. (1.1) OU Le *coordonnateur de la fiabilité*, le *responsable de l'équilibrage* ou l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas donné la formation correspondant à la liste des tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES. (1.3)

E #	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				nécessaire d'y apporter des changements. (1.4) OU Le *coordonnateur de la fiabilité*, le *responsable de l'équilibrage* ou l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas mis en œuvre les changements identifiés pour son ou ses programmes de formation. (1.4)	BES. (1.2).	
E2	**Planification à long terme**	**Moyen**	Aucun	Le *propriétaire d'installation de transport* n'a pas réexaminé ou mis à jour si nécessaire, chaque année civile, sa liste des tâches *temps réel* spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES. (2.1.1)	Le *propriétaire d'installation de transport* n'a pas utilisé une approche systématique pour élaborer et mettre en œuvre un programme de formation. (2) OU Le *propriétaire*	Le *propriétaire d'installation de transport* n'a pas élaboré de liste des tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES. (2.1) OU Le *propriétaire*

E #	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				OU Le *propriétaire d'installation de transport* n'a pas évalué, chaque année civile, son programme de formation afin de déterminer s'il est nécessaire d'y apporter des changements. (2.4) OU Le *propriétaire d'installation de transport* n'a pas mis en œuvre les changements identifiés pour son ou ses programmes de formation. (2.4)	*d'installation de transport* n'a pas élaboré de matériel de formation d'après la liste des tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES. (2.2)	*d'installation de transport* n'a pas donné de formation correspondant à la liste des tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES. (2.3)
E3	**Planification à long terme**	**Élevé**	Aucun	Le *coordonnateur de la fiabilité*, le *responsable de l'équilibrage*, l'*exploitant de réseau de transport* ou	Le *coordonnateur de la fiabilité*, le *responsable de l'équilibrage*, l'*exploitant de réseau de transport* ou	Le *coordonnateur de la fiabilité*, le *responsable de l'équilibrage*, l'*exploitant de réseau de transport* ou le *propriétaire*

E #	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				le *propriétaire d'installation de transport* a vérifié les compétences d'au moins 90 %, mais de moins de 100 % de son personnel visé par l'exigence E1 ou E2 d'exécuter toutes les tâches *temps réel* spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES qui leur sont assignées. (3)	le *propriétaire d'installation de transport* a vérifié les compétences d'au moins 70 %, mais de moins de 90 % de son personnel visé par l'exigence E1 ou E2 d'exécuter toutes les tâches *temps réel* spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES qui leur sont assignées. (3) OU Le *coordonnateur de la fiabilité*, le *responsable de l'équilibrage*, l'*exploitant de réseau de transport* ou le *propriétaire d'installation de transport* n'a pas vérifié les compétences de son	*d'installation de transport* a vérifié les compétences de moins de 70 % de son personnel visé par l'exigence E1 ou E2 d'exécuter toutes les tâches *temps réel* spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES qui leur sont assignées. (3)

E #	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
					personnel visé par l'exigence E1 ou E2 d'exécuter chaque tâche ajoutée ou modifiée dans la liste des tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES dans un délai de six mois après l'ajout ou la modification. (3.1)	
E4	**Planification à long terme**	**Moyen**	Aucun	Aucun	Aucun	Le *coordonnateur de la fiabilité*, le *responsable de l'équilibrage*, l'*exploitant de réseau de transport* ou le *propriétaire d'installation de transport* qui correspondent aux critères de l'exigence E4 n'a pas donné, à son personnel visé par l'exigence E1 ou E2, une formation sur l'exploitation en

E #	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						situation d'urgence au moyen d'une technologie de simulation, comme un simulateur, une technologie de virtualisation ou toute autre technologie qui reproduit le comportement opérationnel du BES. (4) OU Le *coordonnateur de la fiabilité*, le *responsable de l'équilibrage*, *l'exploitant de réseau de transport* ou le *propriétaire d'installation de transport* n'a pas donné, à son personnel visé par l'exigence E1 ou E2, une formation sur l'exploitation en situation d'urgence au moyen d'une technologie de

E #	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						simulation, comme un simulateur, une technologie de virtualisation ou toute autre technologie qui reproduit le comportement opérationnel du BES, dans un délai de 12 mois à partir du moment où l'entité répond à un des critères de l'exigence E4. (4.1)
E5	**Planification à long terme**	**Moyen**	Aucun	Le *coordonnateur de la fiabilité*, le *responsable de l'équilibrage* ou l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas évalué, chaque année civile, sa formation élaborée conformément à l'exigence E5. (5.1)	Le *coordonnateur de la fiabilité*, le *responsable de l'équilibrage* ou l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas élaboré de formation pour son *personnel de soutien à l'exploitation*. (5) OU Le *coordonnateur de la fiabilité*,	Le *coordonnateur de la fiabilité*, le *responsable de l'équilibrage* ou l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas mis en œuvre une formation pour son *personnel de soutien à l'exploitation*. (5)

E #	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
					le *responsable de l'équilibrage* ou l'*exploitant de réseau de transport* a élaboré une formation, mais sans utiliser une approche systématique. (5)	
E6	**Planification à long terme**	**Moyen**	Aucun	L'*exploitant d'installation de production* n'a pas évalué, chaque année civile, sa formation élaborée conformément à l'exigence E6. (6.1)	L'*exploitant d'installation de production* n'a pas élaboré de formation pour son personnel. (6) OU L'*exploitant d'installation de production* a élaboré une formation, mais sans utiliser une approche systématique. (6)	L'*exploitant d'installation de production* n'a pas mis en œuvre une formation pour son personnel désigné à l'exigence E6. (6)

Principes directeurs et fondements techniques

Exigences E1 et E2 :

Toute approche systématique à la formation doit déterminer : 1) quelles sont les compétences et connaissances requises pour exécuter les tâches *temps réel* spécifiques à l’entreprise en lien avec la fiabilité du BES; 2) quelle formation est nécessaire pour acquérir ces compétences et connaissances; 3) si l’apprenant formé peut exécuter ces tâches *temps réel* spécifiques à l’entreprise en lien avec la fiabilité du BES de façon acceptable en contexte de formation ou de travail; et 4) si la formation produit effectivement les résultats souhaités, pour que l’on apporte les ajustements jugés nécessaires.

Référence 1 : Détermination des exigences d’exécution de la tâche

Cette référence vise à fournir des indications pour l’établissement d’une norme d’exécution qui décrit le résultat escompté d’une tâche donnée. Pour être acceptable, une norme d’exécution doit formuler des critères mesurables ou observables. Il est essentiel que la norme soit claire pour que l’employé sache quand il a terminé la tâche et pour qu’il ait la même compréhension que son superviseur quant à l’objectif de la tâche. Les normes d’exécution visent à répondre à des questions comme les suivantes :

Quel degré de rapidité la tâche exige-t-elle?

Ou

Quel degré de précision la tâche exige-t-elle?

Ou

Quel degré de qualité la tâche exige-t-elle?

Ou

Quelle est la réaction escomptée de la part du client?

Quand la norme d’exécution est quantifiable, le succès de l’exécution est plus facile à démontrer. Par exemple, dans l’énoncé de tâche suivant, l’exécution est réussie si la charge du réseau est ramenée à l’intérieur des limites d’exploitation normales (exprimées par des nombres faciles à vérifier).

> En cas de dépassement d’une limite d’exploitation du réseau, exécuter la procédure appropriée aux circonstances de manière à atténuer la charge et à la ramener à l’intérieur des limites d’exploitation normales.

À défaut d’être quantifiable, le résultat d’une tâche peut être observable. L’exemple suivant présente des critères d’exécution de nature qualitative, dont on peut dire s’ils sont respectés ou non, mais sans nécessiter une observation numérique.

> À partir d’une étiquette de transaction soumise pour programmation, s’assurer que tous les droits de transport sont attribués à l’étiquette selon le tarif de l’entreprise et conformément aux normes de la NERC et du NAESB.

Référence 2 : Approche systématique aux références de formation

Les hyperliens suivants renvoient à des sources d'information pour l'application d'une approche systématique à la formation dans le cadre de la norme de la NERC PER-005 :

1. DOE-HDBK-1078-94, *A Systematic Approach to Training* http://www.publicpower.org/files/PDFs/DOEHandbookTrainingProgramSystematicApproach.pdf
2. DOE-HDBK-1074-95 (janvier 1995), *Alternative Systematic Approaches to Training*, U.S. Department of Energy, Washington, D.C. 20 585 FSC 6910 http://www.catagle.com/112-1/download_php-spec_DOE-HDBK-1074-95_003254_1.htm
3. ADDIE – 1975, Florida State University http://www.nwlink.com/~donclark/history_isd/addie.html
4. Norme du DOE – *Table-Top Needs Analysis*, DOE-HDBK-1103-96 http://energy.gov/sites/prod/files/2013/06/f2/hdbk1103.pdf

Référence 3 : Thèmes de formation pour la certification des répartiteurs

Voir l'annexe A, « Recognized Operator Training Topics », dans le manuel du programme de certification des *répartiteurs* de la NERC.
http://www.nerc.com/pa/Train/SysOpCert/Documents/SOC_Program_Manual_February_2012_Final.pdf

Référence 4 : Définitions de la simulation et des simulateurs

Georgia Institute of Technology – Modeling & Simulation for Systems Engineering
http://www.pe.gatech.edu/conted/servlet/edu.gatech.conted.course.ViewCourseDetails?COURSE_ID=840

University of Central Florida – Institute for Simulation & Training
Qu'est-ce que la simulation? (ou Simulation 101)
Qu'est-ce que la modélisation?
Qu'est-ce que l'IST fait avec les simulations?
http://www.ist.ucf.edu/overview.htm

Justifications

Pendant l'élaboration de la présente norme, des boîtes de texte étaient intégrées à la norme pour expliquer la justification de diverses parties de la norme. Sur approbation du BOT, le texte des boîtes de texte a été déplacé à la présente section.

Justification pour « *répartiteur* » :

La définition du terme « *répartiteur* » dans le glossaire de la NERC a été modifiée par la suppression de l'« *exploitant d'installation de production* » (GOP) en réponse au Projet 2010-16.

Le terme « *répartiteur* » contient un autre terme défini dans le glossaire de la NERC, « *centre de contrôle* », qui a été approuvé par la FERC le 22 novembre 2013. L'inclusion des GOP dans la définition approuvée de « *centre de contrôle* » n'amène pas les GOP dans la définition de « *répartiteur* ». La définition de du terme « *répartiteur* » spécifie qu'il s'applique uniquement

aux employés d'un *responsable de l'équilibrage* (*BA*), d'un *exploitant de réseau de transport* (*TOP*) ou d'un *coordonnateur de la fiabilité* (*RC*).

La modification de la définition de « *répartiteur* » ne touche pas d'autres normes; voir le document *PER-005-2 «* White Paper », qui met en relation le terme *répartiteur* avec d'autres normes de la NERC.

Justifications pour « *personnel de soutien à l'exploitation* » :

Le terme « *personnel de soutien à l'exploitation* » sert à désigner le personnel de soutien des *coordonnateurs de la fiabilité* (*RC*), des *responsables de l'équilibrage* (*BA*) ou des *exploitants de réseau de transport* (*TOP*) désignés par la FERC dans son Ordonnance 693.

Justifications pour « *propriétaire d'installation de transport » :*

Il est nécessaire d'étendre l'applicabilité de la norme aux *propriétaires d'installation de transport* (*TO*) afin de répondre à la directive de la FERC qui demande à l'ERO de formuler des exigences formelles en matière de formation pour le personnel des centres de contrôle locaux de réseau de transport. À l'alinéa 62 de son Ordonnance 742, la FERC précise qu'elle considère que le personnel des centres de contrôle locaux *«* exerce un contrôle sur une partie importante du *réseau bulk* sous la supervision du personnel de l'*exploitant de réseau de transport* inscrit. Cette supervision peut prendre la forme de marches à suivre détaillées, et dans d'autres cas de *procédures d'exploitation* préétablies. Dans tous les cas, la commission a continué, les employés des centres de contrôle locaux doivent comprendre ce qu'on attend d'eux dans l'exécution de leurs fonctions afin qu'ils puissent agir efficacement et au moment opportun. Ainsi, le fait de ne pas appliquer au personnel des *centres de contrôle* locaux de réseau de transport les exigences de formation de la norme PER-005-1 constitue une lacune sur le plan de la fiabilité. *»* Voir aussi les alinéas 1343 et 1347 de l'Ordonnance 693 de la FERC.

Justifications pour « *exploitant d'installation de production » :*

Il est nécessaire d'étendre l'applicabilité de la norme aux *exploitants d'installation de production* (*GOP*) qui ont du personnel de répartition en poste dans un centre de répartition central afin de répondre à la directive de la FERC qui demande à l'ERO de formuler des exigences particulières concernant l'étendue, le contenu et la durée de la formation de certains employés de GOP. À l'alinéa 1359 de son Ordonnance 693, la FERC explique que « bien qu'un exploitant d'installation de production reçoive habituellement des instructions d'un responsable de l'équilibrage, il est essentiel que son personnel d'exploitation ait une formation appropriée pour comprendre ces instructions, surtout dans une situation d'urgence où les instructions peuvent être succinctes et nécessiter une action immédiate. *»* L'Ordonnance 742 de la FERC explique aussi que la directive *«* s'applique aux employés d'exploitant d'installation de production en poste dans un centre de répartition central qui reçoivent des directives puis élaborent des instructions de répartition précises pour les opérateurs de centrale sous leur autorité. Les opérateurs en poste à la centrale même n'ont pas à être formés conformément à la norme *PER-005-2. »* Par suite de l'Ordonnance de la FERC, la section Applicabilité de la présente norme clarifie quels sont les employés de GOP qui sont visés par la norme.

Justifications pour changements à E2 :

Le personnel des *propriétaires d’installation de transport* en poste dans des centres de contrôle locaux de réseau de transport ont été ajoutées aux exigences E2, E3 et E4 de la norme PER-005-2. La raison de l'ajout est pour répondre aux directives des Ordonnances 693 et 742 de la FERC qui demandent d’inclure les opérateurs des centres de contrôle locaux de réseau de transport.

Justifications pour E3 :

Cette *exigence* a été reprise de la version précédente, avec l’ajout des *propriétaires d’installation de transport*. Elle donne à l’entité l’occasion de créer un point de référence pour l’évaluation des besoins en formation dans le cadre d’une approche systématique.

Justifications pour changements à E4 :

Cette exigence impose des technologies de formation particulières. Elle n’exige pas une formation sur les *limites d’exploitation pour la fiabilité de l’Interconnexion* (limites IROL). La norme permet aux entités qui obtiennent l'autorité opérationnelle ou un contrôle sur des installations avec des limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (limites IROL) ou qui établissent des systèmes de protection ou des guides d'exploitation d'atténuer des dépassements de limites d'exploitation à l'intérieur un délai de 12 mois pour se conformer à l’exigence E4 afin de donner à ces entités le temps d’acquérir la technologie de simulation.

L’exigence d’un minimum de 32 heures de formation sur les mesures d’urgence a été retirée puisque l’établissement du nombre d’heures relève désormais de la phase d’analyse de l’approche systématique prescrite aux exigences E1 et E2 et que le nombre d’heures est à préciser dans le volet formation continue du programme de formation. Toute spécification additionnelle de nombre d’heures risquerait d’être redondante par rapport au programme de formation du personnel. L’exigence E4.1 répond à la directive de la FERC qui demande un plan de mise en œuvre de la technologie de simulation.

Justifications pour E5 :

Il s’agit d’une nouvelle exigence qui vise le *personnel de soutien à l’exploitation*. Dans son Ordonnance 742, la FERC indique que dans la norme de fiabilité PER-005-1, la NERC n’a pas satisfait à la directive de l’Ordonnance 693 de la FERC d’étendre les exigences de formation au personnel de planification et de soutien à l’exploitation qui effectue la planification et l’évaluation des retraits et qui élabore des *limites d’exploitation du réseau* (SOL), des *limites d’exploitation pour la fiabilité de l’Interconnexion* (IROL) ou des abaques d’exploitation en *temps réel*. Cette exigence fait également appel à l’approche systématique déjà prescrite à l’exigence E1. L’entité peut sélectionner, dans la liste créée conformément à l’exigence E1, ses tâches *temps réel* spécifiques à l’entreprise en lien avec la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* qui concernent le *personnel de soutien à l’exploitation*.

Justification pour E6 :

Cette exigence demande de former certains employés de répartition de l'*exploitant d'installation de production* (GOP) sur l'effet que leur travail peut avoir sur la fiabilité du BES en exploitation normale et pendant des mesures d'urgence. Cette exigence impose l'adoption d'une approche systématique qui permet à chaque entité d'adapter la formation aux besoins de son organisation.

Il s'agit d'une nouvelle exigence applicable à certains GOP selon les indications de la section « Applicabilité ». Dans son Ordonnance 742, la FERC indique que dans la norme de fiabilité PER-005-1, la NERC n'a pas satisfait à la directive de l'Ordonnance 693 de la FERC d'étendre les exigences de formation aux employés de GOP qui travaillent dans un centre de répartition central et dont les actions ont un impact direct sur la fiabilité du BES. La FERC reconnaît que la formation n'a pas à être aussi poussée pour les GOP que pour les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage*. La FERC indique aussi que la méthodologie de l'approche systématique à la formation est suffisamment flexible pour prendre appui sur des programmes de formation existants, les contenus de formation existants étant validés et complétés si nécessaire selon des méthodes systématiques.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	10 février 2009	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	
1	18 novembre 2010	Approbation par la FERC	
1	26 août 2013	Mise à jour des VSL d'après l'approbation du 24 juin 2013	
2	2 juin 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	
2	19 juin 2014	Approbation par la FERC	

Annexe QC-PER-005-2
Dispositions particulières de la norme PER-005-2 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : Formation du personnel d'exploitation

2. Numéro : PER-005-2

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

Installations

Dans l'application de cette norme, toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « BES » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « RTP » respectivement.

5. Date d'entrée en vigueur au Québec :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 22 décembre 2016

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 22 décembre 2016

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er juillet 2018

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de l'application de la norme de fiabilité et de son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Principes directeurs d'application

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	22 décembre 2016	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Formation particulière pour les employés**

2. Numéro : **PER-006-1**

3. Objet : Faire en sorte que les employés chargés d'assurer ou de soutenir l'exploitation en *temps réel* du *système de production-transport d'électricité* (*BES*) reçoivent une formation sur certains sujets essentiels à la fiabilité.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1 Tout *exploitant d'installation de production* qui dispose :

4.1.1.1 d'employés de centrale qui sont chargés de la commande en *temps réel* d'un groupe de production, et qui reçoivent des *instructions d'exploitation* transmises par le *coordonnateur de la fiabilité*, le *responsable de l'équilibrage* ou l'*exploitant de réseau de transport* de l'*exploitant d'installation de production*, ou par un centre de répartition central.

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre du projet 2007-06.2.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *exploitant d'installation de production* doit donner aux employés indiqués à l'alinéa 4.1.1.1 de la section Applicabilité une formation sur le comportement opérationnel des *systèmes de protection* et des *automatismes de réseau* (*RAS*) qui influent sur la production des *installations* de production qu'il exploite.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

M1. Chaque *exploitant d'installation de production* doit pouvoir produire lors d'une inspection une ou des pièces justificatives attestant que ses employés visés ont reçu la formation prescrite. Exemples de pièces justificatives acceptables : dossiers de formation montrant que la formation a été réussie, comportant du matériel de formation et précisant le nom de l'employé et la date de la formation.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

- L'*exploitant d'installation de production* doit conserver les données ou pièces justificatives de conformité avec l'exigence E1 pour l'année en cours, plus trois années civiles précédentes.

1.3. Programme de surveillance et de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la norme de fiabilité.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	L'*exploitant d'installation de production* a omis de donner la formation prescrite à l'exigence E1 à un ou des employés visés, selon le nombre le plus élevé : • un employé visé dans une même *installation* ; ou • 5 % ou moins du nombre total de ses employés visés.	L'*exploitant d'installation de production* a omis de donner la formation prescrite à l'exigence E1 à des employés visés, selon le nombre le plus élevé : • deux employés visés dans une même *installation* ; ou • plus de 5 % et au plus 10 % du nombre total de ses employés visés.	L'*exploitant d'installation de production* a omis de donner la formation prescrite à l'exigence E1 à des employés visés, selon le nombre le plus élevé : • trois employés visés dans une même *installation* ; ou • plus de 10 % et au plus 15 % du nombre total de ses employés visés.	L'*exploitant d'installation de production* a omis de donner la formation prescrite à l'exigence E1 à des employés, selon le nombre le plus élevé : • au moins cinq employés visés dans une seule installation, ou • plus de 15 % du nombre total de ses employés visés. **OU** L'*exploitant d'installation de production* n'a donné la formation prescrite à l'exigence E1 à aucun de ses employés visés.

D. Différences régionales

Aucune

E. Documents connexes

Plan de mise en œuvre du projet 2007-06.2[1]

1. https://www.nerc.com/pa/Stand/Project200706_2SystemProtectionCoordinationDL/Project_2007_06_2_Imp_Plan_Draft_1_2016_03_10_Clean.pdf

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	11 août 2016	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Nouvelle norme élaborée dans le cadre du projet 2007-06.2
1	7 juin 2018	Ordonnance de la FERC approuvant la norme PER-006-1 (dossier RM16-22-000).	
1	13 août 2018	Approbation de la FERC	
1	1er octobre 2020	Date d'entrée en vigueur	Ordonnance de la FERC reportant les dates d'entrée en vigueur au 1er avril 2021 en raison de l'épidémie de COVID
1	1er avril 2021	Date de mise en œuvre	

Principes directeurs et fondements techniques

Exigence E1

L'*exploitant d'installation de production* (*GOP*) surveille et commande ses *installations* de production en *temps réel* de façon à maintenir la fiabilité du *BES*. À cette fin, certains employés chargés de la commande en *temps réel* d'une *installation* de production doivent recevoir une formation afin de savoir comment agissent les *systèmes de protection* et les *RAS* et quels effets ceux-ci peuvent avoir sur une *installation* de production. La formation n'a pas à être spécifique à une *installation* particulière, mais la norme vise les employés d'exploitation de centrale associés à l'*installation* spécifique dont ils assurent la commande en *temps réel*. La norme ne vise pas les employés dont les fonctions ne concernent pas la commande en *temps réel* (personnel d'alimentation en combustible, électriciens, machinistes, personnel de maintenance, etc.).

L'exigence E1 ne précise pas de périodicité pour cette formation, car le *GOP* doit faire en sorte que ses employés chargés de la commande en *temps réel* d'un groupe de production aient reçu la formation prescrite. Le *GOP* doit aussi veiller à ce que le personnel reçoive une formation adéquate à la suite de changements dans le comportement opérationnel des *systèmes de protection* et des *RAS* qui influent sur la production des *installations* de production.

L'expression « comportement opérationnel » indique que la formation doit porter sur la manière dont les *systèmes de protection* agissent afin de protéger les *éléments* contre des dommages éventuels, ainsi que sur la manière dont les *RAS* détectent certaines conditions préétablies du *BES* et déclenchent automatiquement des mesures correctives.

Les aspects liés au comportement opérationnel peuvent comprendre, sans limitation :

- la fonction remplie par les relais de protection et les *RAS* ;
- les zones de protection ;
- les modes de communication des systèmes de protection (courant différentiel de ligne, télédéclenchement direct, etc.) ;
- les entrées de tension et de courant ;
- l'alimentation de poste à c.c. associée aux fonctions de protection ;
- les actions (déclenchement ou enclenchement de disjoncteurs; déclenchement d'un transformateur élévateur de groupe de production ; fonctions de rampe ou de déclenchement de groupe de production).

L'exigence E1 met l'accent sur le comportement opérationnel des *systèmes de protection* et des *RAS* spécifiques à la centrale électrique, par opposition à ceux du *système de production-transport d'électricité*.

Cette exigence porte spécifiquement sur les systèmes qui influent sur la production des groupes de production. Les systèmes de protection qui déclenchent des disjoncteurs de charges auxiliaires de centrale (pompes, ventilateurs, alimentation en combustible, etc.) sont exclus. En outre, cette formation exclut la protection des postes de distribution secondaires ainsi que les transformateurs et relais d'appareillage basse tension qui protègent d'autres composants de réseau de distribution d'électricité en aval, même si le fonctionnement de ces dispositifs peut entraîner éventuellement le déclenchement du groupe de production.

Justification

Justification de l'exigence E1 : Les *systèmes de protection* et les *RAS* sont essentiels à la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (*BES*). Cette exigence concerne l'objectif de fiabilité suivant : que les employés de centrale d'un *exploitant d'installation de production* (*GOP*) comprennent le comportement opérationnel des *systèmes de protection* et des *RAS* ainsi que leurs effets sur les *installations* de production.

Annexe PER-006-1-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PER-006-1 — Formation particulière pour les employés

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière

2. Numéro : Aucune disposition particulière

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière quant aux entités visées.

Les *installations* visées par cette norme sont les *installations* du *réseau de transport principal* (*RTP*).

5. Date d'entrée en vigueur au Québec :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 28 mai 2021

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 28 mai 2021

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er juillet 2023

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité à la norme de fiabilité visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

2. Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Dans l'application de cette norme, toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

Justification

Dans l'application de cette norme, toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	28 mai 2021	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2021-070 et D-2021-070R.	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Surveillance des perturbations et production des données

2. **Numéro :** PRC-002-5

3. **Objet :** Obtenir des données permettant une bonne analyse des *perturbations* dans le *système de production-transport d'électricité* (*BES*).

4. **Applicabilité :**

   4.1. Entités fonctionnelles :

   4.1.1. *Coordonnateur de la fiabilité*

   4.1.2. *Propriétaire d'installation de transport*

   4.1.3. *Propriétaire d'installation de production*

   4.2. Installations : *Éléments* du *BES*, à l'exclusion des *sources d'énergie raccordées au moyen d'onduleurs* (*SERMO*).[1]

5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre.

1. Les exigences en matière de surveillance des perturbations et de production des données pour les *SERMO* sont exposées dans la norme PRC-028.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

1.1 désigner les jeux de barres du *BES* pour lesquels des données d'enregistrement chronologique des événements (ECE) et d'enregistrement des défauts (ED) sont exigées, conformément à la méthode présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-002-5 ;

1.2 aviser les autres propriétaires d'*éléments* du *BES* raccordés directement[2] aux jeux de barres qu'il a désignés selon l'alinéa 1.1, et pour lesquels il ne dispose pas de données ECE ou ED, que des données ECE ou ED sont exigées pour ces *éléments* du *BES*. Cette notification doit leur être envoyée dans les 90 jours civils suivant la désignation selon l'alinéa 1.1 ;

1.3 réévaluer tous les jeux de barres du *BES* selon l'alinéa 1.1 au moins une fois toutes les cinq années civiles et aviser les autres propriétaires, conformément à l'alinéa 1.2.

M1. Le *propriétaire d'installation de transport* doit détenir : une liste datée (en format papier ou électronique), établie conformément à l'annexe 1 de la norme PRC-002-5, des jeux de barres du *BES* pour lesquels des données ECE et ED sont exigées ; une ou plusieurs pièces justificatives datées (en format papier ou électronique) attestant qu'il a avisé les autres propriétaires conformément à l'alinéa 1.2 de l'exigence E1 ; ainsi qu'une ou des pièces justificatives attestant que tous les jeux de barres du *BES* ont été réévalués selon l'intervalle prescrit à l'alinéa 1.3 de l'exigence E1.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit avoir des données ECE de position de disjoncteur (ouvert ou fermé) pour chacun de ses disjoncteurs raccordés directement aux jeux de barres du *BES* désignés selon l'exigence E1 et associés aux *éléments* du *BES* raccordés à ces jeux de barres.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

M2. Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant que des données ECE de position de disjoncteur ont été recueillies conformément à l'exigence E2. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les raccordements et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; 2) des données réellement enregistrées ; ou 3) des dessins de poste.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit avoir des données ED permettant de déterminer les grandeurs électriques suivantes, pour chaque enregistrement de défaut concernant ses *éléments* du *BES* raccordés directement aux jeux de barres du *BES* désignés selon l'exigence E1 :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

3.1. tension phase-neutre pour chaque phase de chaque jeu de barres du *BES* désigné ;

2. Dans le contexte de la présente norme, on dit que des *éléments du BES* sont « raccordés directement » s'ils sont raccordés au même niveau de tension dans un même emplacement et qu'ils partagent une même grille de terre avec le ou les jeux de barres désignés selon la méthode de l'annexe 1. Les transformateurs dont la tension d'exploitation côté basse tension est inférieure à 100 kV ne sont pas visés.

3.2. chaque courant de phase et le courant de neutre ou résiduel pour les *éléments* du *BES* suivants :

3.2.1. transformateurs dont la tension d'exploitation côté basse tension est d'au moins 100 kV ;

3.2.2. *lignes de transport*.

M3. Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant qu'il a des données ED suffisantes pour déterminer les grandeurs électriques conformément à l'exigence E3. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; 2) des données réellement enregistrées ou déduites ; ou 3) des dessins de poste.

E4. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit, pour les données ED de l'exigence E3, respecter les indications suivantes :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

4.1. Le ou les enregistrements comprennent :

- une longueur d'enregistrement d'au moins deux cycles avant le déclenchement et une longueur totale d'enregistrement d'au moins 30 cycles pour un même point de déclenchement ; ou
- les données d'au moins deux cycles avant le déclenchement, des trois premiers cycles après le déclenchement, et du cycle final du défaut tel que capté par l'enregistreur de défaut.

4.2. La fréquence d'enregistrement est d'au moins 16 points par cycle.

4.3. L'enregistrement est déclenché pour au moins les événements suivants :

4.3.1. surintensité dans le neutre (courant résiduel) ;

4.3.2. sous-tension ou surintensité dans une phase.

M4. Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant que les données ED sont conformes à l'exigence E4. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques de l'équipement (alinéa 4.2 de l'exigence 4) et les configurations ou réglages de l'équipement (alinéas 4.1 et 4.3) ; ou 2) des données réellement enregistrées ou déduites.

E5. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

5.1. désigner les *éléments* du *BES* pour lesquels des données d'enregistrement des *perturbations* dynamiques (EPD) sont exigées, notamment les éléments suivants :

5.1.1. ressources de production synchrones :

5.1.1.1. ayant une puissance nominale brute d'au moins 500 MVA ;

5.1.1.2. ayant une puissance nominale brute d'au moins 300 MVA si la puissance nominale brute totale de la centrale ou de l'installation est d'au moins 1 000 MVA ;

5.1.2. au moins un *élément* du *BES* faisant partie d'une *limite d'exploitation du réseau* (*SOL*) relative à la stabilité (angulaire ou en tension) ;

5.1.3. chaque borne d'un circuit à courant continu haute tension (CCHT) ayant une puissance nominale d'au moins 300 MVA dans la partie à courant alternatif du convertisseur ;

5.1.4. un ou plusieurs *éléments* du *BES* faisant partie d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (*IROL*) ;

5.1.5. au moins un *élément* du *BES* situé dans une importante zone sensible aux variations de tension, c'est-à-dire une zone à laquelle s'applique un programme de délestage en sous-tension (DST) en service ;

5.2. établir une couverture EPD minimale, à l'inclusion des *éléments* du *BES* désignés selon l'alinéa 5.1, laquelle doit comporter au moins :

5.2.1. un *élément* du *BES* ; et

5.2.2. un *élément* du *BES* par tranche de 3 000 MW de la *demande de pointe* simultanée historique du *coordonnateur de la fiabilité*.

5.3. dans les 90 jours civils suivant l'exécution de l'alinéa 5.1, aviser tous les propriétaires des *éléments* du *BES* ainsi désignés que des données EPD seront exigées pour les *éléments* du *BES* en question ;

5.4. réévaluer tous les *éléments* du *BES* compris dans sa *zone de fiabilité* selon les alinéas 5.1 et 5.2, au moins une fois toutes les cinq années civiles, et aviser leurs propriétaires conformément à l'alinéa 5.3.

M5. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir une liste datée (en format papier ou électronique) des *éléments* du *BES* pour lesquels des données EPD sont exigées, établie selon les alinéas 5.1 et 5.2 et réévaluée selon l'alinéa 5.4 de l'exigence E5. Il doit détenir une ou des pièces justificatives datées (en format papier ou électronique) attestant que chaque *propriétaire d'installation de transport* ou *propriétaire d'installation de production* a été avisé conformément à l'alinéa 5.3 ; ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des lettres, des courriels, des fichiers électroniques ou des copies papier attestant que l'information a été transmise.

E6. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit avoir des données EPD permettant de déterminer les grandeurs électriques suivantes pour chacun de ses *éléments* du *BES* qui lui ont été notifiés selon l'exigence E5 :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

6.1. une tension phase-neutre ou de composante directe ;

6.2. le courant de phase correspondant à la tension phase-neutre de l'alinéa 6.1 ou le courant de composante directe ;

6.3. les flux de *puissance active* et *réactive* triphasés correspondant à tous les circuits pour lesquels des mesures de courant sont exigées ;

6.4. la fréquence de toute tension spécifiée à l'alinéa 6.1.

M6. Le *propriétaire d'installation de transport* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant qu'il a des données EPD permettant de déterminer les grandeurs électriques prescrites à l'exigence E6. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; 2) des données réellement enregistrées ou déduites ; ou 3) des dessins de poste.

E7. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir des données EPD permettant de déterminer les grandeurs électriques suivantes pour chacun de ses *éléments* du *BES* qui lui ont été notifiés selon l'exigence E5 :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

7.1. une tension phase-neutre, phase-phase ou de composante directe, du côté haute tension ou basse tension du transformateur élévateur de groupe de production ;

7.2. le courant de phase correspondant à la tension phase-neutre de l'alinéa 7.1, le courant correspondant à toute tension phase-phase ou le courant de composante directe ;

7.3. les flux de *puissance active* et *réactive* triphasés correspondant à tous les circuits pour lesquels des mesures de courant sont exigées ;

7.4. la fréquence d'au moins une tension spécifiée à l'alinéa 7.1.

M7. Le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant qu'il a des données EPD permettant de déterminer les grandeurs électriques prescrites à l'exigence E7. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; 2) des données réellement enregistrées ou déduites ; ou 3) des dessins de poste.

E8. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* tenu de produire des données EPD pour les *éléments* du *BES* désignés selon l'exigence E5 doit avoir une capacité d'enregistrement et de stockage continus des données. Dans le cas d'un équipement installé avant la date d'entrée en vigueur de la *norme de fiabilité* PRC-002-2[3] et dépourvu de capacité d'enregistrement continu, les enregistrements obtenus sur déclenchement doivent répondre aux critères suivants :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

8.1 longueur d'enregistrement sur déclenchement d'au moins trois minutes ;

3. La *norme de fiabilité* PRC-002-2 est entrée en vigueur le 1er juillet 2016 aux États-Unis. Cette date peut différer selon le territoire d'application de cette norme.

8.2 au moins un des trois seuils de déclenchement suivants :

- écart par rapport à la fréquence nominale :

	Min.	Max.
○ *Interconnexion* de l'Est	< 59,75 Hz	> 61,0 Hz
○ *Interconnexion* de l'Ouest	< 59,55 Hz	> 61,0 Hz
○ *Interconnexion* ERCOT	< 59,35 Hz	> 61,0 Hz
○ *Interconnexion* du Québec	< 58,55 Hz	> 61,5 Hz

- taux de variation de la fréquence :

○ *Interconnexion* de l'Est	< −0,03125 Hz/s	> 0,125 Hz/s
○ *Interconnexion* de l'Ouest	< −0,05625 Hz/s	> 0,125 Hz/s
○ *Interconnexion* ERCOT	< −0,08125 Hz/s	> 0,125 Hz/s
○ *Interconnexion* du Québec	< −0,18125 Hz/s	> 0,1875 Hz/s

- écart en sous-tension réglé à au moins 85 % de la tension d'exploitation normale pendant cinq secondes.

M8. Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives datées (en format papier ou électronique) attestant l'enregistrement et le stockage de données selon l'exigence E8. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; ou 2) des données réellement enregistrées.

E9. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* tenu de produire des données EPD pour les *éléments* du *BES* désignés selon l'exigence E5 doit faire en sorte que ces données EPD respectent les critères suivants :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

9.1. une fréquence d'échantillonnage d'au moins 960 points par seconde ;

9.2. une fréquence d'enregistrement des grandeurs électriques d'au moins 30 fois par seconde.

M9. Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant que les données EPD sont conformes à l'exigence E9. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques de l'équipement (alinéas 9.1 et 9.2 de l'exigence E9) ; ou 2) des données réellement enregistrées (alinéa 9.2).

E10. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit synchroniser toutes les données ECE et ED pour les jeux de barres du *BES* désignés selon l'exigence E1 et toutes les données EPD pour les *éléments* du *BES* désignés selon l'exigence E5, conformément aux critères suivants :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

10.1. synchronisation au temps universel coordonné (UTC), avec ou sans décalage de l'heure locale ;

10.2. précision de ±2 millisecondes pour la synchronisation d'horloge de l'équipement par rapport à l'UTC.

M10. Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant la synchronisation selon l'exigence E10. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques, les configurations ou les réglages de l'équipement ; 2) une indication ou un statut de synchronisation ; ou 3) des dessins de poste.

E11. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit fournir *au coordonnateur de la fiabilité*, à l'*entité régionale* ou à la NERC, sur demande, toutes les données ECE et ED pour les jeux de barres du *BES* désignés selon l'exigence E1 et toutes les données EPD pour les *éléments* du *BES* désignés selon l'exigence E5, selon les modalités suivantes :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

11.1 Les données doivent être conservées pendant une période de 10 jours civils, à l'inclusion de la journée de leur enregistrement.

11.2 Les données visées par l'alinéa 11.1 doivent être fournies dans un délai d'au plus 30 jours civils suivant la demande, sauf si le demandeur consent à un délai plus long.

11.3 Les données ECE doivent être fournies au format CSV (valeurs séparées par des virgules) avec encodage ASCII, selon les indications de l'annexe 2.

11.4 Les données ED doivent être fournies au format CSV avec les en-têtes appropriés ou sous forme de fichiers électroniques au format de la norme C37.111, *IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE)*, révision C37.111-1999 ou plus récente.

11.5 Les données EPD doivent être fournies au format CSV avec les en-têtes appropriés ou sous forme de fichiers électroniques au format de la norme C37.111, *IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE)*, révision C37.111-1999 ou plus récente.

11.6 Les noms de fichiers de données doivent respecter la norme C37.232, *IEEE Standard for Common Format for Naming Time Sequence Data Files (COMNAME)*, révision C37.232-2011 ou plus récente.

M11. Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant que les données ont été transmises sur demande conformément à l'exigence E11. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des transmissions datées de fichiers formatés à l'entité demandeuse ; 2) des documents décrivant la capacité de stockage de données, les caractéristiques, les configurations et les réglages de l'équipement ; ou 3) des données réellement enregistrées.

E12. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit, dès qu'il découvre une perte de capacité d'enregistrement de données ECE, ED ou EPD :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

- rétablir la capacité d'enregistrement dans les 90 jours civils ; ou

- soumettre à l'*entité régionale* un *plan d'actions correctives* dans les 90 jours civils, puis le mettre en œuvre dans les délais qui y sont prévus.

M12. Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives datées (en format papier ou électronique) attestant sa conformité à l'exigence E12. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des constats de défaillance datés ; 2) une documentation indiquant la date de rétablissement de l'enregistrement des données ; 3) des enregistrements SCADA ; ou 4) une transmission datée de *plan d'actions correctives* à l'*entité régionale* et une ou des pièces justificatives attestant la mise en œuvre du plan.

E13. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit : *[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]*

13.1 dans les trois années civiles suivant l'achèvement d'une réévaluation ou suivant la réception d'une notification conformément à l'alinéa 1.3 de l'exigence E1, disposer des données ECE ou ED applicables aux *éléments* du *BES* qui sont raccordés directement aux jeux de barres du *BES* désignés ;

13.2 dans les trois années civiles suivant la réception d'une notification conformément à l'alinéa 5.4 de l'exigence E5, disposer des données EPD pour les *éléments* du *BES* désignés à l'issue de la réévaluation.

M13. Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives datées (en format papier ou électronique) attestant sa conformité à l'exigence E13. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des lettres, des courriels, des dessins ou des fichiers de réglages.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité : Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* obligatoires et exécutoires dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives :

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *coordonnateur de la fiabilité* doivent conserver les données ou les pièces justificatives attestant leur conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que leur *CEA* leur demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête :

- Le *propriétaire d'installation de transport* doit conserver les pièces justificatives attestant la conformité avec l'exigence E1 pendant cinq années civiles.
- Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les pièces justificatives attestant la conformité avec l'exigence E5 pendant cinq années civiles.
- Le *propriétaire d'installation de transport* doit conserver les pièces justificatives attestant la conformité avec l'exigence E6 pendant trois années civiles.
- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver les pièces justificatives attestant la conformité avec l'exigence E7 pendant trois années civiles.
- Le *propriétaire d'installation de transport* et le *propriétaire d'installation de production* doivent conserver les pièces justificatives attestant la conformité avec les exigences E2, E3, E4, E8, E9, E10, E11 et E12 pendant trois années civiles.
- Le *propriétaire d'installation de transport et le propriétaire d'installation de production*, selon le cas, doivent conserver les pièces justificatives attestant la conformité avec l'exigence E13 pendant cinq années civiles.
- Si un *propriétaire d'installation de transport*, un *propriétaire d'installation de production* ou un *coordonnateur de la fiabilité* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.
- Le *CEA* doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes : Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la *norme de fiabilité*.

Niveaux de gravité des non-conformités (VSL)

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Le *propriétaire d'installation de transport* a désigné les jeux de barres du *BES* selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1 pour plus de 80 % et moins de 100 % de ses jeux de barres du *BES*. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a évalué les jeux de barres du *BES* selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a avisé les autres *propriétaires d'installation de transport* que des données ECE ou ED sont exigées pour leurs *éléments* du *BES*, selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, avec un retard d'au plus 10 jours civils.	Le *propriétaire d'installation de transport* a désigné les jeux de barres du *BES* selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1 pour plus de 70 % et au plus 80 % de ses jeux de barres du *BES*. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a évalué les jeux de barres du *BES* selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a avisé les autres *propriétaires d'installation de transport* que des données ECE ou ED sont exigées pour leurs *éléments* du *BES*, selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, avec un retard de plus de 10 jours civils et d'au plus 20 jours civils.	Le *propriétaire d'installation de transport* a désigné les jeux de barres du *BES* selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1 pour plus de 60 % et au plus 70 % de ses jeux de barres du *BES*. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a évalué les jeux de barres du *BES* selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a avisé les autres *propriétaires d'installation de transport* que des données ECE ou ED sont exigées pour leurs *éléments* du *BES*, selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, avec un retard de plus de 20 jours civils et d'au plus 30 jours civils.	Le *propriétaire d'installation de transport* a désigné les jeux de barres du *BES* selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1 pour au plus 60 % de ses jeux de barres du *BES*. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a évalué les jeux de barres du *BES* selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 90 jours civils. OU Le *propriétaire d'installation de transport* a avisé les autres *propriétaires d'installation de transport* que des données ECE ou ED sont exigées pour leurs *éléments* du *BES*, selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, avec un retard de plus de 30 jours civils.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a produit selon l'exigence E2 plus de 80 % et moins de 100 % des données ECE de position (ouvert ou fermé) pour ses disjoncteurs raccordés aux jeux de barres du *BES* désignés selon l'exigence E1.	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a produit selon l'exigence E2 plus de 70 % et au plus 80 % des données ECE de position (ouvert ou fermé) pour ses disjoncteurs raccordés aux jeux de barres du *BES* désignés selon l'exigence E1.	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a produit selon l'exigence E2 plus de 60 % et au plus 70 % des données ECE de position (ouvert ou fermé) pour ses disjoncteurs raccordés aux jeux de barres du *BES* désignés selon l'exigence E1.	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a produit selon l'exigence E2 au plus 60 % des données ECE de position (ouvert ou fermé) pour ses disjoncteurs raccordés aux jeux de barres du *BES* désignés selon l'exigence E1.
E3	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a produit des données ED permettant de déterminer plus de 80 % et moins de 100 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'*éléments* du *BES* à surveiller selon l'exigence E3 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 3.1 et 3.2).	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a produit des données ED permettant de déterminer plus de 70 % et au plus 80 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'*éléments* du *BES* à surveiller selon l'exigence E3 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 3.1 et 3.2).	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a produit des données ED permettant de déterminer plus de 60 % et au plus 70 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'*éléments* du *BES* à surveiller selon l'exigence E3 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 3.1 et 3.2).	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a produit des données ED permettant de déterminer au plus 60 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'*éléments* du *BES* à surveiller selon l'exigence E3 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 3.1 et 3.2).
E4	Les données ED du *propriétaire d'installation de transport* ou du *propriétaire d'installation de production* respectent plus de 80 % et moins de 100 % du total des paramètres d'enregistrement indiqués à l'exigence E4.	Les données ED du *propriétaire d'installation de transport* ou du *propriétaire d'installation de production* respectent plus de 70 % et au plus 80 % du total des paramètres d'enregistrement indiqués à l'exigence E4.	Les données ED du *propriétaire d'installation de transport* ou du *propriétaire d'installation de production* respectent plus de 60 % et au plus 70 % du total des paramètres d'enregistrement indiqués à l'exigence E4.	Les données ED du *propriétaire d'installation de transport* ou du *propriétaire d'installation de production* respectent au plus 60 % du total des paramètres d'enregistrement indiqués à l'exigence E4.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	Le *coordonnateur de la fiabilité* a désigné plus de 80 % et moins de 100 % des *éléments* du *BES* pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* a désigné les *éléments* du *BES* pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 ou 5.4 de l'exigence E5, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* a avisé les autres propriétaires que des données EPD sont exigées pour leurs *éléments* du *BES*, selon l'alinéa 5.3 de l'exigence E5, mais avec un retard d'au plus 10 jours civils.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a désigné plus de 70 % et au plus 80 % des *éléments* du *BES* pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* a désigné les *éléments* du *BES* pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 ou 5.4 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* a avisé les autres propriétaires que des données EPD sont exigées pour leurs *éléments* du *BES*, selon l'alinéa 5.3 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 10 jours civils et d'au plus 20 jours civils.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a désigné plus de 60 % et au plus 70 % des *éléments* du *BES* pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* a désigné les *éléments* du *BES* pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 ou 5.4 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* a avisé les autres propriétaires que des données EPD sont exigées pour leurs *éléments* du *BES*, selon l'alinéa 5.3 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 20 jours civils et d'au plus 30 jours civils.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a désigné au plus 60 % des *éléments* du *BES* pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* a désigné les *éléments* du *BES* pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 ou 5.4 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 90 jours civils. OU L'entité responsable a avisé les autres propriétaires que des données EPD sont exigées pour leurs *éléments* du *BES*, selon l'alinéa 5.3 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 30 jours civils. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas établi la couverture EPD minimale prescrite à l'alinéa 5.2 de l'exigence E5

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6	Le *propriétaire d'installation de transport* a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 80 % et moins de 100 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'*éléments* du *BES* visés selon l'exigence E6 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 6.1 à 6.4).	Le *propriétaire d'installation de transport* a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 70 % et au plus 80 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'*éléments* du *BES* visés selon l'exigence E6 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 6.1 à 6.4).	Le *propriétaire d'installation de transport* a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 60 % et au plus 70 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'*éléments* du *BES* visés selon l'exigence E6 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 6.1 à 6.4).	Le *propriétaire d'installation de transport* a produit des données EPD permettant de déterminer au plus 60 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'*éléments* du *BES* visés selon l'exigence E6 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 6.1 à 6.4).
E7	Le *propriétaire d'installation de production* a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 80 % et moins de 100 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'*éléments* du *BES* visés selon l'exigence E7 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 7.1 à 7.4).	Le *propriétaire d'installation de production* a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 70 % et au plus 80 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'*éléments* du *BES* visés selon l'exigence E7 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 7.1 à 7.4).	Le *propriétaire d'installation de production* a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 60 % et au plus 70 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'*éléments* du *BES* visés selon l'exigence E7 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 7.1 à 7.4).	Le *propriétaire d'installation de production* a produit des données EPD permettant de déterminer au plus 60 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'*éléments* du *BES* visés selon l'exigence E7 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 7.1 à 7.4).
E8	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a établi une capacité d'enregistrement continu ou non continu de données EPD, selon l'exigence E8, pour plus de 80 % et moins de 100 % de ses *éléments* du *BES* désignés selon l'exigence E5.	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a établi une capacité d'enregistrement continu ou non continu de données EPD, selon l'exigence E8, pour plus de 70 % et au plus 80 % de ses *éléments* du *BES* désignés selon l'exigence E5.	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a établi une capacité d'enregistrement continu ou non continu de données EPD, selon l'exigence E8, pour plus de 60 % et au plus 70 % de ses *éléments* du *BES* désignés selon l'exigence E5.	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* n'a pas établi de capacité d'enregistrement continu ou non continu de données EPD, selon l'exigence E8, pour ses *éléments* du *BES* désignés selon l'exigence E5.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E9	Les données EPD du *propriétaire d'installation de transport* ou du *propriétaire d'installation de production* respectent plus de 80 % et moins de 100 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E9.	Les données EPD du *propriétaire d'installation de transport* ou du *propriétaire d'installation de production* respectent plus de 70 % et au plus 80 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E9.	Les données EPD du *propriétaire d'installation de transport* ou du *propriétaire d'installation de production* respectent plus de 60 % et au plus 70 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E9.	Les données EPD du *propriétaire d'installation de transport* ou du *propriétaire d'installation de production* respectent au plus 60 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E9.
E10	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a synchronisé selon les alinéas 10.1 et 10.2 de l'exigence E10 les données ECE, ED et EPD pour plus de 90 % et moins de 100 % des jeux de barres du *BES* désignés selon l'exigence E1 et des *éléments* du *BES* désignés selon l'exigence E5.	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a synchronisé selon les alinéas 10.1 et 10.2 de l'exigence E10 les données ECE, ED et EPD pour plus de 80 % et au plus 90 % des jeux de barres du *BES* désignés selon l'exigence E1 et des *éléments* du *BES* désignés selon l'exigence E5.	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a synchronisé selon les alinéas 10.1 et 10.2 de l'exigence E10 les données ECE, ED et EPD pour plus de 70 % et au plus 80 % des jeux de barres du *BES* désignés selon l'exigence E1 et des *éléments* du *BES* désignés selon l'exigence E5.	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a synchronisé selon les alinéas 10.1 et 10.2 de l'exigence E10 les données ECE, ED et EPD pour au plus 70 % des jeux de barres du *BES* désignés selon l'exigence E1 et des *éléments* du *BES* désignés selon l'exigence E5.
E11	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a fourni les données demandées en vertu de l'alinéa 11.2 de l'exigence E11 avec un retard de plus de 1 jour civil, mais d'au plus 10 jours civils. OU	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a fourni les données demandées en vertu de l'alinéa 11.2 de l'exigence E11 avec un retard de plus de 11 jours civils, mais d'au plus 20 jours civils. OU	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a fourni les données demandées en vertu de l'alinéa 11.2 de l'exigence E11 avec un retard de plus de 21 jours civils, mais d'au plus 30 jours civils. OU	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a fourni les données demandées en vertu de l'alinéa 11.2 de l'exigence E11 avec un retard de plus de 30 jours civils. OU

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	**VSL modéré**	**VSL élevé**	**VSL critique**
	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a fourni plus de 90 % et moins de 100 % des données demandées en vertu de l'exigence E11. OU Plus de 90 % et moins de 100 % des données fournies par le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* respectent les critères de format des alinéas 11.3 à 11.6 de l'exigence E11.	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a fourni plus de 80 % et au plus 90 % des données demandées en vertu de l'exigence E11. OU Plus de 80 % et au plus 90 % des données fournies par le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* respectent les critères de format des alinéas 11.3 à 11.6 de l'exigence E11.	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a fourni plus de 70 % et au plus 80 % des données demandées en vertu de l'exigence E11. OU Plus de 70 % et au plus 80 % des données fournies par le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* respectent les critères de format des alinéas 11.3 à 11.6 de l'exigence E11.	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a omis de fournir au plus 70 % des données demandées en vertu de l'exigence E11. OU Au plus 70 % des données fournies par le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* respectent les critères de format des alinéas 11.3 à 11.6 de l'exigence E11.
E12	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a signalé une perte de capacité d'enregistrement et soumis à l'*entité régionale* un *plan d'actions correctives* selon l'exigence E12 dans un délai de plus de 90 jours civils et d'au plus 100 jours civils après la découverte de la perte en question.	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a signalé une perte de capacité d'enregistrement et soumis à l'*entité régionale* un *plan d'actions correctives* selon l'exigence E12 dans un délai de plus de 100 jours civils et d'au plus 110 jours civils après la découverte de la perte en question.	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a signalé une perte de capacité d'enregistrement et soumis à l'*entité régionale* un *plan d'actions correctives* selon l'exigence E12 dans un délai de plus de 110 jours civils et d'au plus 120 jours civils après la découverte de la perte en question. OU	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a omis de signaler une perte de capacité d'enregistrement et de soumettre à l'*entité régionale* un *plan d'actions correctives* selon l'exigence E12 dans un délai de 120 jours civils après la découverte de la perte en question. OU

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* a soumis un *plan d'actions correctives* à l'*entité régionale* selon l'exigence E12, mais ne l'a pas mis en œuvre.	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* n'a pas rétabli la capacité d'enregistrement et n'a pas soumis un *plan d'actions correctives* à l'*entité régionale* selon l'exigence E12.
E13		Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* disposait des données applicables aux jeux de barres du *BES* désignés qui ont fait l'objet d'une réévaluation conformément à l'alinéa 1.3 de l'exigence E1, mais avec un retard d'au plus 6 mois. OU Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* disposait des données applicables aux *éléments* du *BES* désignés qui ont fait l'objet d'une réévaluation conformément à l'alinéa 5.4 de l'exigence E5, mais avec un retard d'au plus 6 mois.	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* disposait des données applicables aux jeux de barres du *BES* désignés qui ont fait l'objet d'une réévaluation conformément à l'alinéa 1.3 de l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 6 mois et d'au plus 12 mois. OU Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* disposait des données applicables aux *éléments* du *BES* désignés qui ont fait l'objet d'une réévaluation conformément à l'alinéa 5.4 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 6 mois et d'au plus 12 mois.	Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* disposait des données applicables aux jeux de barres du *BES* désignés qui ont fait l'objet d'une réévaluation conformément à l'alinéa 1.3 de l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 12 mois. OU Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* disposait des données applicables aux *éléments* du *BES* désignés qui ont fait l'objet d'une réévaluation conformément à l'alinéa 5.4 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 12 mois.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Plan de mise en œuvre de la *norme de fiabilité* PRC-002-5 de la NERC

G. Références

IEEE C37.111 – IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems.

IEEE C37.232-2011 – IEEE Standard for Common Format for Naming Time Sequence Data Files (COMNAME). Norme publiée le 9 novembre 2011 par l'IEEE.

Justification technique de la norme de fiabilité PRC-002-5 de la NERC

NPCC SP6 Report Synchronized Event Data Reporting, révision du 31 mars 2005.

Groupe de travail Canada – États-Unis sur la panne de courant – Rapport final sur la panne du 14 août 2003 aux États-Unis et au Canada : causes et recommandations (avril 2004).

Groupe de travail Canada – États-Unis sur la panne de courant – Interim Report : Causes of the August 14th Blackout in the United States and Canada (novembre 2003).

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	8 février 2005	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouveau document
1	2 août 2006	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
2	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision dans le cadre du projet 2007-11 et fusion avec PRC-018-1.
2	24 septembre 2015	Ordonnance 814 de la FERC approuvant la norme PRC-005-4 (dossier RM15-4-000)	
3	13 mai 2021	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
4	16 février 2023	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision dans le cadre du projet 2021-04

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
4	14 avril 2023	Ordonnance de la FERC approuvant la norme PRC-002-4 (dossier RD23-4-000)	
4	14 avril 2023	Date d'entrée en vigueur de la norme	1er avril 2024
5	8 octobre 2024	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision dans le cadre du projet 2021-04
5	20 février 2025	Ordonnance de la FERC approuvant la norme PRC-002-5 (dossiers RD25-1-000 et RD25-2-000)	

Annexe 1

Méthode de sélection des jeux de barres pour l'enregistrement chronologique des événements (ECE) et l'enregistrement des défauts (ED)

(Exigence E1)

Afin d'établir la liste des jeux de barres du *système de production-transport d'électricité* (*BES*) pour lesquels la saisie de données d'enregistrement chronologique des événements (ECE) et d'enregistrement des défauts (ED) est prescrite à l'exigence 1, chaque *propriétaire d'installation de transport* doit suivre de façon séquentielle, sauf indication particulière, le mode opératoire suivant :

Étape 1. Dresser une liste complète des jeux de barres du *BES* que le propriétaire possède. Se reporter à la section 4.2 (Installations) pour les exclusions.

Aux fins de la norme, un jeu de barres du *BES* peut comprendre plusieurs jeux de barres physiques dont les disjoncteurs sont raccordés au même niveau de tension dans un même emplacement et partagent une même grille de terre. Ces jeux de barres peuvent être modélisés ou représentés par un seul et même nœud dans les études de défaut. Par exemple, les configurations de jeux de barres en anneau ou à un disjoncteur et demi sont assimilables à un seul jeu de barres.

Étape 2. Réduire cette liste en retenant seulement les jeux de barres qui ont une puissance disponible maximale calculée de court-circuit triphasé d'au moins 1 500 MVA. Si cette étape a pour effet de réduire la liste à néant, sauter à l'étape 7.

Étape 3. Déterminer les 11 jeux de barres de la liste qui ont la puissance disponible maximale calculée de court-circuit triphasé la plus élevée. Si la liste compte 11 jeux de barres ou moins, sauter à l'étape 7.

Étape 4. Calculer la puissance médiane des 11 jeux de barres retenus à l'étape 3.

Étape 5. Multiplier par 20 % la puissance médiane calculée à l'étape 4.

Étape 6. Réduire la liste en retenant seulement les jeux de barres dont la puissance disponible maximale calculée de court-circuit triphasé est supérieure à la plus élevée des valeurs suivantes :

- 1 500 MVA ;
- 20 % de la puissance médiane calculée à l'étape 5.

Étape 7. S'il ne reste plus aucun jeu de barres dans la liste : la procédure est terminée et des données ECE et ED ne sont pas exigées. Sauter à l'étape 9.

Si la liste compte entre 1 et 11 jeux de barres inclusivement : désigner pour la saisie des données ECE et ED le jeu de barres dont la puissance de court-circuit triphasé, déterminée à l'étape 3, est la plus élevée.

Si l'on constate, lors de la réévaluation spécifiée à l'alinéa 1.3 de l'exigence E1, que la puissance de court-circuit triphasé pour le jeu de barres nouvellement désigné se situe dans une plage de ± 15 % de la puissance de court-circuit triphasé pour le jeu de barres précédemment applicable et pour lequel des données ECE et ED sont exigées, on peut conserver ce dernier comme jeu de barres applicable. Passer à l'étape 9.

Si la liste compte plus de 11 jeux de barres : désigner pour la saisie des données ECE et ED, parmi les jeux de barres retenus à l'étape 6, au moins ceux de la tranche supérieure de 10 % de puissance de court-circuit triphasé. Passer à l'étape 8.

Étape 8. Désigner pour la saisie des données ECE et ED des jeux de barres supplémentaires dans la liste établie à l'étape 6. Les jeux de barres sélectionnés aux étapes 7 et 8 doivent totaliser au moins 20 % des jeux de barres sélectionnés à l'étape 6.

Les jeux de barres supplémentaires doivent être sélectionnés, à la discrétion du *propriétaire d'installation de transport*, de manière à maximiser l'étendue de la zone couverte par les données ECE et ED. Les emplacements suivants sont recommandés pour ces jeux de barres :

- jeux de barres distants électriquement des autres jeux de barres ou par rapport aux *équipements de surveillance des perturbations* (*DME*) ;
- zones sensibles aux variations de tension ;
- zones de consommation et de production cohérentes ;
- jeux de barres ayant un nombre de circuits de *transport* incidents relativement élevé ;
- jeux de barres associés à des dispositifs de réglage de la puissance réactive ;
- *installations* importantes raccordées à l'extérieur de la zone du *propriétaire d'installation de transport*.

Étape 9. La liste des jeux de barres pour lesquels des données ECE et ED doivent être recueillies selon l'exigence E1 combine les jeux de barres sélectionnés aux étapes 7 et 8.

Annexe 2

Format des données d'enregistrement chronologique des événements (ECE) (alinéa 11.3 de l'exigence E11)

Date, Heure, Code d'heure locale, Poste, Appareil, Position[4]

08/27/13, 23:58:57.110, -5, Poste 1, Disjoncteur 1, Fermé

08/27/13, 23:58:57.082, -5, Poste 2, Disjoncteur 2, Fermé

08/27/13, 23:58:47.217, -5, Poste 1, Disjoncteur 1, Ouvert

08/27/13, 23:58:47.214, -5, Poste 2, Disjoncteur 2, Ouvert

4. Les termes « ouvert » et « fermé » sont utilisés à titre d'exemple. D'autres termes comme « déclenchement », « déclenchement-verrouillage » ou « réenclenchement» sont aussi acceptables.

Synthèse des exigences de la norme

Exigence	Entité	Désignation des jeux de barres du *BES*	Notification	ECE	ED	Réévaluation aux 5 ans
E1	TO	X	X	X	X	X
E2	TO | GO			X		
E3	TO | GO				X	
E4	TO | GO				X	

Exigence	Entité	Désignation des *éléments* du *BES*	Notification	EPD	Réévaluation aux 5 ans
E5	RC	X	X	X	X
E6	TO			X	
E7	GO			X	
E8	TO | GO			X	
E9	TO | GO			X	

Exigence	Entité	Synchronisation	Fourniture des données ECE, ED et EPD	Disponibilité des données ECE, ED et EPD
E10	TO | GO	X		
E11	TO | GO		X	
E12	TO | GO			X

Exigence	Entité	Mise en œuvre
E13	TO | GO	X

Annexe PRC-002-5-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-002-5 – Surveillance des perturbations et production des données

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité : Dans l'application de cette norme, toute référence au terme « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

Les *installations* visées par cette norme sont les *installations* du *réseau de transport principal* (*RTP*).

4.1. Entités fonctionnelles :

Aucune disposition particulière.

4.2. Installations :

Aucune disposition particulière.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 10 février 2026

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 10 février 2026

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec : 1er juillet 2026

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Processus de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

Niveaux de gravité des non-conformités (VSL)

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Interprétations

Aucune disposition particulière.

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

G. Références

Aucune disposition particulière.

Annexe 1

Aucune disposition particulière.

Annexe 2

Aucune disposition particulière.

Synthèse des exigences de la norme

Aucune disposition particulière.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	10 février 2026	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2026-010.	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection**

2. Numéro : **PRC-004-6**

3. Objet : Détecter les *fonctionnements incorrects* dans les *systèmes de protection* des *éléments* du *système de production-transport d'électricité* (*BES*) et en éliminer les causes.

4. Applicabilité

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1. *Propriétaire d'installation de transport*

4.1.2. *Propriétaire d'installation de production*

4.1.3. *Distributeur*

4.2. Installations :

4.2.1. *Systèmes de protection* d'*éléments* du *BES*, avec les exclusions suivantes :

4.2.1.1. fonctions non protectrices intégrées à un *système de protection* ;

4.2.1.2. fonctions protectrices destinées à remplir une fonction de commande pendant les manœuvres[1] ;

4.2.1.3. *automatismes de réseau* ;

4.2.1.4. *plans de défense* ;

4.2.1.5. *systèmes de protection* de groupes de production individuels faisant partie de *ressources de production décentralisées* décrites à l'inclusion I4 de la définition du *BES*, si la puissance nominale globale de ces *installations* de *BES* touchées par les *fonctionnements incorrects* ne dépasse pas 75 MVA.

4.2.2. Systèmes de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) ayant pour fonction de mettre hors circuit un ou plusieurs *éléments* du *BES*.

4.2.3. Systèmes de délestage de charge en sous-tension (DST) ayant pour fonction de mettre hors circuit un ou plusieurs *éléments* du *BES*.

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre.

1. Des compléments d'information et des exemples sont donnés aux sections Fonctions non protectrices et Fonctions de commande, dans la partie Directives d'application.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* qui possède un dispositif de coupure du *BES* qui s'est déclenché selon les critères des alinéas 1.1 à 1.3 doit, dans un délai de 120 jours civils après ce déclenchement, déterminer si un ou plusieurs de ses composants de *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect* :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation]

1.1. le déclenchement du dispositif de coupure du *BES* a été causé par l'action d'un *système de protection* ou par une intervention manuelle en réponse à l'incapacité d'un *système de protection* à intervenir ; et

1.2. le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* possède une partie ou la totalité du *système de protection combiné* en cause ; et

1.3. le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* a déterminé que le déclenchement du dispositif de coupure a été causé par un ou plusieurs de ses composants du *système de protection* ou par une intervention manuelle en réponse à l'incapacité de son *système de protection* à intervenir.

M1. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant qu'il a déterminé, dans le délai prescrit, qu'un ou plusieurs de ses composants du *système de protection* ont causé un fonctionnement incorrect selon les critères des alinéas 1.1, 1.2 et 1.3 de l'exigence E1. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E1 et à ses alinéas 1.1, 1.2 et 1.3 : rapports, bases de données, feuilles de chiffrier, courriels, télécopies, listes, journaux, registres, déclarations, analyses de séquence d'événements, indicateurs de relais, relevés d'équipement de surveillance des perturbations, résultats d'essais ou transmissions.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* qui possède un dispositif de coupure du *BES* qui s'est déclenché doit, dans un délai de 120 jours civils après ce déclenchement, procéder aux notifications décrites aux alinéas 2.1 et 2.2.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation en temps différé]

2.1. Dans le cas du déclenchement d'un dispositif de coupure du *BES* par l'action d'un *système de protection combiné* ou par une intervention manuelle en réponse à l'incapacité d'un *système de protection* à intervenir, le déclenchement doit être notifié aux autres propriétaires qui partagent la responsabilité de déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect* du *système de protection combiné* si tous les critères suivants sont remplis :

2.1.1. le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* partage la propriété du *système de protection combiné* avec d'autres propriétaires ; et

2.1.2. le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* a déterminé qu'il y a eu *fonctionnement incorrect* ou ne peut pas exclure un *fonctionnement incorrect* ; et

2.1.3. le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* a déterminé que son ou ses composants du *système de protection* n'ont pas causé le déclenchement du dispositif de coupure du *BES*, ou n'est pas en mesure de le déterminer.

2.2. Dans le cas du déclenchement d'un dispositif de coupure du *BES* par un composant de *système de protection* qui joue le rôle de protection de réserve pour une condition d'un *élément* du *BES* d'une autre entité, la notification du déclenchement doit être faite à tout autre propriétaire de *système de protection* auquel est destinée cette protection de réserve.

M2. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant la notification du ou des autres propriétaires, dans le délai prescrit, conformément à l'exigence E2 et à ses alinéas 2.1 (y compris ses sous-alinéas 2.1.1, 2.1.2 et 2.1.3) et 2.2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E2 et à ses alinéas 2.1 et 2.2 : courriels, télécopies ou transmissions.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* qui reçoit une notification selon l'exigence E2 doit, au plus 60 jours civils après cette notification ou au plus 120 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du *BES* (selon l'échéance la plus tardive), déterminer si un ou plusieurs de ses composants du *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect*.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation]

M3. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant qu'il a déterminé, dans le délai prescrit, si son ou ses composants du *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E3 : rapports, bases de données, feuilles de chiffrier, courriels, télécopies, listes, journaux, registres, déclarations, analyses de séquence d'événements, indicateurs de relais, relevés d'équipement de surveillance des perturbations, résultats d'essais ou transmissions.

E4. Abrogée.

M4. Abrogée.

E5. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* qui possède le ou les composants de *système de protection* qui ont causé le *fonctionnement incorrect* doit, dans un délai de 60 jours civils après la découverte initiale d'une cause du *fonctionnement incorrect* :
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation et planification à long terme]

- élaborer un *plan d'actions correctives* pour le ou les composants de *système de protection* en cause, et évaluer l'applicabilité de ce *plan d'actions correctives* à ses autres *systèmes de protection*, y compris dans d'autres emplacements ; ou
- expliquer dans une déclaration pourquoi d'éventuelles actions correctives échappent à la capacité d'intervention de l'entité ou n'amélioreraient pas la fiabilité du *BES*, et que par conséquent aucune autre action corrective n'est prévue.

M5. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant qu'il a élaboré un *plan d'actions correctives* et évalué son applicabilité à d'autres *systèmes de protection* et d'autres emplacements, ou qu'il a présenté une déclaration conforme à l'exigence E5. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E5 : *plan d'actions correctives* et évaluation, ou déclaration.

E6. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit mettre en œuvre chaque *plan d'actions correctives* élaboré selon l'exigence E5, et le mettre à jour en cas de changement dans les activités ou le calendrier, jusqu'à ce qu'il soit achevé.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation et planification à long terme]

M6. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant qu'il a mis en œuvre chaque *plan d'actions correctives*, y compris sa mise à jour en cas de changement dans les activités ou le calendrier. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E6 : registres qui documentent la mise en œuvre de chaque *plan d'actions correctives* et l'achèvement des activités qui y sont spécifiées, y compris l'historique des révisions de chaque *plan d'actions correctives*. Les pièces justificatives peuvent aussi comprendre des programmes de gestion des travaux, des ordres de travail et des dossiers d'entretien.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée.

Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent conserver les données ou pièces justificatives de conformité indiquées ci-après, à moins que leur *CEA* leur demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

- Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent conserver les pièces justificatives des exigences E1, E2 et E3 ainsi que des mesures M1, M2 et M3 pendant au moins 12 mois civils après avoir satisfait à chaque exigence.
- Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent conserver les pièces justificatives de l'exigence E5 et de la mesure M5, y compris toute analyse à l'appui selon les exigences E1, E2 et E3, pendant au moins 12 mois civils suivant l'achèvement de chaque *plan d'actions correctives*, la fin de chaque évaluation et la transmission de chaque déclaration.
- Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent conserver les pièces justificatives de l'exigence E6 et de la mesure M6 pendant au moins 12 mois civils suivant l'achèvement de chaque *plan d'actions correctives*.

Si un *propriétaire d'installation de transport*, un *propriétaire d'installation de production* ou un *distributeur* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *CEA* doit conserver les derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations de non-conformité

Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation	Élevé	L'entité responsable a déterminé si un ou plusieurs de ses composants de *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect* selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 120 jours civils et d'au plus 150 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du *BES*.	L'entité responsable a déterminé si un ou plusieurs de ses composants de *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect* selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 150 jours civils et d'au plus 165 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du *BES*.	L'entité responsable a déterminé si un ou plusieurs de ses composants de *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect* selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 165 jours civils et d'au plus 180 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du *BES*.	L'entité responsable a déterminé si un ou plusieurs de ses composants de *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect* selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 180 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du *BES*. OU L'entité responsable n'a pas déterminé si un ou plusieurs de ses composants de *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect* selon l'exigence E1.

	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	Évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation	Élevé	L'entité responsable a avisé les autres propriétaires de composant de *système de protection* selon l'exigence E2, mais dans un délai de plus de 120 jours civils et d'au plus 150 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du *BES*.	L'entité responsable a avisé les autres propriétaires de composant de *système de protection* selon l'exigence E2, mais dans un délai de plus de 150 jours civils et d'au plus 165 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du *BES*.	L'entité responsable a avisé les autres propriétaires de composant de *système de protection* selon l'exigence E2, mais dans un délai de plus de 165 jours civils et d'au plus 180 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du *BES*.	L'entité responsable a avisé les autres propriétaires de composant de *système de protection* selon l'exigence E2, mais dans un délai de plus de 180 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du *BES*. OU L'entité responsable a omis d'aviser un ou plusieurs autres propriétaires de composant de *système de protection* selon l'exigence E2.

	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation	Élevé	L'entité responsable a déterminé si son ou ses composants de *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect* selon l'exigence E3, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.	L'entité responsable a déterminé si son ou ses composants de *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect* selon l'exigence E3, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 45 jours civils.	L'entité responsable a déterminé si son ou ses composants de *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect* selon l'exigence E3, mais avec un retard de plus de 45 jours civils et d'au plus 60 jours civils.	L'entité responsable a déterminé si son ou ses composants de *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect* selon l'exigence E3, mais avec un retard de plus de 60 jours civils. OU L'entité responsable n'a pas déterminé si son ou ses composants de *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect* selon l'exigence E3.
E4 **Abrogée.**						

	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	Planification de l'exploitation et planification à long terme	Élevé	L'entité responsable a élaboré un *plan d'actions correctives* ou présenté une déclaration selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 60 jours civils et d'au plus 70 jours civils après la découverte initiale d'une cause du *fonctionnement incorrect*. OU (suite à la page suivante)	L'entité responsable a élaboré un *plan d'actions correctives* ou présenté une déclaration selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 70 jours civils et d'au plus 80 jours civils après la découverte initiale d'une cause du *fonctionnement incorrect*. OU (suite à la page suivante)	L'entité responsable a élaboré un *plan d'actions correctives* ou présenté une déclaration selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 80 jours civils et d'au plus 90 jours civils après la découverte initiale d'une cause du *fonctionnement incorrect*. OU (suite à la page suivante)	L'entité responsable a élaboré un *plan d'actions correctives* ou présenté une déclaration selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 90 jours civils après la découverte initiale d'une cause du *fonctionnement incorrect*. OU L'entité responsable n'a pas élaboré un *plan d'actions correctives* et n'a pas présenté une déclaration selon l'exigence E5. OU

	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			L'entité responsable a évalué l'applicabilité du *plan d'actions correctives* selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 60 jours civils et d'au plus 70 jours civils après la découverte initiale d'une cause du *fonctionnement incorrect*.	L'entité responsable a évalué l'applicabilité du *plan d'actions correctives* selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 70 jours civils et d'au plus 80 jours civils après la découverte initiale d'une cause du *fonctionnement incorrect*.	L'entité responsable a évalué l'applicabilité du *plan d'actions correctives* selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 80 jours civils et d'au plus 90 jours civils après la découverte initiale d'une cause du *fonctionnement incorrect*.	L'entité responsable a évalué l'applicabilité du *plan d'actions correctives* selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 90 jours civils après la découverte initiale d'une cause du *fonctionnement incorrect*. OU L'entité responsable n'a pas évalué l'applicabilité du *plan d'actions correctives* selon l'exigence E5.
E6	Planification de l'exploitation et planification à long terme	Élevé	L'entité responsable a mis en œuvre un *plan d'actions correctives* mais ne l'a pas mis à jour en cas de changement dans les activités ou le calendrier selon l'exigence E6.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas mis en œuvre un *plan d'actions correctives* selon l'exigence E6.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau du comité de planification de la NERC. *Assessment of Standards: PRC-003-1 – Regional Procedure for Analysis of Misoperations of Transmission and Generation Protection Systems, PRC-004-1 – Analysis and Mitigation of Transmission and Generation Protection Misoperations, PRC-016-1 – Special Protection System Misoperations*. 22 mai 2009[2].

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1er avril 2005	Date d'entrée en vigueur	Nouveau document
1	1er décembre 2005	1. Remplacement de certains tirets (-) par des tirets courts (–) ou des tirets longs (—). 2. Ajout de points au besoin. 3. Remplacement de « Timeframe » par « Time Frame » dans le titre de la rubrique D.1.2. de la version anglaise.	20 janvier 2006
1a	17 février 2011	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Interprétation (Projet 2009-17) Ajout de l'annexe 1 : interprétation relative à l'applicabilité de la norme à la protection des transformateurs raccordés radialement.
1a	26 septembre 2011	Ajout en annexe à la version 1 de l'interprétation par la FERC des exigences E1 et E3.	Ordonance de la FERC approuvant l'interpretation des exigences E1 et E3 effective le 26 septembre 2011.
2	5 août 2011	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Modification du Projet 2010-12 afin de clarifier les exigences du paragraphe 1469 de l'Ordonnance 693.

2. http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%20DL/PRC-003-004-016%20Report.pdf

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
2a	26 septembre 2011	Ajout en annexe à la version 2 de l'interprétation par la FERC des exigences E1 et E3.	Ordonnance de la FERC approuvant l'interpretation des exigences E1 et E3 effective le 26 septembre 2011.
2.1a	9 février 2012	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Changement de l'errata dans le cadre du projet 2010-07 pour ajouter : « and generator interconnection Facility » dans la version anglaise de la norme (qui n'a pas été traduite).
3	14 août 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision dans le cadre du projet 2010-05.1.
4	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision de l'applicabilité dans le cadre du projet 2014-01 afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du *BES*.
5	7 mai 2015	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision dans le cadre du projet 2008-02.2
5(i)	22 juin 2015	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision des facteurs de risque de non-conformité pour les exigences E1 à E6, qui passent de « moyen » à « élevé » en vertu d'une ordonnance de la FERC (151 FERC ¶ 61,129 (2015)).
6	9 mai 2019	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Exigence E4 abrogée dans le cadre du projet 2018-03 (*Standard Efficiency Review Retirements*)
6	17 septembre 2020	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-004-6. Dossier no. RM19-16-000, RM19-17-000	

Éclaircissements et commentaires techniques

Introduction

La présente norme a été élaborée en réponse aux questions de fiabilité soulevées dans la lettre du 7 janvier 2011 de Gerry Cauley[3], président et chef de la direction de la NERC :

> « Pour presque toutes les grandes pannes de réseau, sauf peut-être celles attribuables à de fortes intempéries, on peut dire que le fonctionnement incorrect de relais ou de commandes automatiques a contribué à la propagation de la panne. (…) Le fonctionnement incorrect des relais (que ce soit leur fonctionnement intempestif ou leur non-fonctionnement en situation de besoin) peut avoir diverses raisons. Premièrement, il peut s'agir d'une défaillance interne – mais cela est assez rare. Le plus souvent, le fonctionnement incorrect d'un relais est dû à des réglages incorrects, à une mauvaise coordination (des temporisations et des valeurs de consigne) avec d'autres dispositifs, d'un entretien et d'essais déficients, ou encore d'une panne de communication ou d'alimentation électrique. Enfin, des erreurs évitables peuvent être le fait de travailleurs sur le terrain et de leurs superviseurs, ou découler des méthodes de l'organisation. »

Cette norme répond aussi aux constats établis dans l'étude *2011 Risk Assessment of Reliability Performance*[4] (juillet 2011).

> « …un certain nombre cas d'indisponibilités multiples ont pour cause le *fonctionnement incorrect* de systèmes de protection. Ces événements, dont la portée s'étend au-delà des attentes de conception et des procédures d'exploitation, représentent une menace tangible pour la fiabilité. Un examen plus approfondi des causes premières des événements de mode commun et de mode résultant qui comprennent au moins trois indisponibilités déclenchées automatiquement est prioritaire pour la NERC et pour l'industrie. »

Par la suite, l'étude *State of Reliability 2014*[5] a elle aussi souligné que le *fonctionnement incorrect* des *systèmes de protection* contribue grandement à la gravité des pannes de transport déclenchées automatiquement. Cette étude recommandait aussi l'élaboration de la norme PRC-004-3 parmi les moyens de prévenir le *fonctionnement incorrect* des *systèmes de protection*.

Définitions

La définition du terme *fonctionnement incorrect* découle du document *Transmission Protective Relay System Performance Measuring Methodology*[6] du groupe de travail I3 du PSRC de l'IEEE. Les types de *fonctionnement incorrect* d'un *système de protection* comprennent le non-fonctionnement, la lenteur de fonctionnement ou le fonctionnement intempestif, en situation de *défaut* ou autre que de défaut.

---

3. http://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201005%20Protection%20System%20Misoperations%20DL/20110209130708-Cauley%20letter.pdf
4. *2011 Risk Assessment of Reliability Performance*. http://www.nerc.com/files/2011_RARPR_FINAL.pdf. Juillet 2011, page 3.
5. *State of Reliability 2014*. NERC. http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/ReliabilityCoordinationProject20066.aspx. Mai 2014, page 18 de 106.
6. *Transmission Protective Relay System Performance Measuring Methodology*. Groupe de travail I3 du Power System Relaying Committee de l'IEEE Power Engineering Society. 1999.

Rappelons ici la définition de *système de protection* du *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité de la NERC* (le « glossaire de la NERC »), qui englobe les éléments suivants :

- relais de protection qui répondent à des grandeurs électriques ;
- systèmes de communication nécessaires au fonctionnement correct des fonctions de protection ;
- dispositifs sensibles à la tension et au courant fournissant les intrants aux relais de protection ;
- alimentation de poste à c.c. associée avec les fonctions de protection (incluant les batteries, les chargeurs de batteries, et l'alimentation c.c. sans batteries) ;
- circuits de contrôle associés aux fonctions de protection par la ou les bobines de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure.

Un dispositif de coupure du *BES* est un élément du *BES*, habituellement un disjoncteur ou un interrupteur qui a la capacité de couper un courant de défaut. Bien que les mécanismes de dispositif de coupure du *BES* ne fassent pas partie d'un *système de protection*, la norme utilise le déclenchement d'un dispositif de coupure du *BES* par un *système de protection* comme point de départ pour déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect*.

Les deux définitions suivantes sont proposées pour inclusion dans le glossaire de la NERC :

> **Système de protection combiné –** *Ensemble des* systèmes de protection *qui fonctionnent en combinaison de manière à protéger un* élément*. Cette définition exclut la protection de réserve assurée par les* systèmes de protection *d'autres* éléments*.*

Cette définition de *système de protection combiné* repose sur le principe que les diverses couches de protection d'un *élément* sont destinées à fonctionner en combinaison. Cette définition est présentée dans la présente norme et est intégrée à la définition proposée de *fonctionnement incorrect* afin de clarifier le fait qu'il faut tenir compte du fonctionnement global de l'ensemble de la protection d'un *élément* lorsqu'on évalue le fonctionnement de cette protection.

Système de protection combiné – Exemple relatif à une ligne

Le *système de protection combiné* de la ligne alpha-bêta (circuit 123) est constitué de protections à courant différentiel, à portée étendue et à autorisation (POTT), à échelons de distance (système classique à zones 1, 2 et 3), instantanée à maximum de courant, temporisée à maximum de courant, sur perte de synchronisme et à maximum de tension. La protection est logée dans les postes électriques alpha et bêta ; elle comprend les relais, les systèmes de communication, les dispositifs sensibles à la tension ou au courant, les alimentations à c.c. et les circuits de contrôle connexes.

Système de protection combiné – Exemple relatif à un transformateur

Le *système de protection combiné* du transformateur alpha (n° 2) est constitué de protections différentielle interne, différentielle globale, instantanée à maximum de courant et temporisée à maximum de courant. La protection est logée dans le poste électrique Alpha ; elle comprend les relais, les dispositifs sensibles à la tension ou au courant, les alimentations à c.c. et les circuits de contrôle connexes.

***Système de protection combiné* – Exemple relatif à un groupe de production**

Le *système de protection combiné* du groupe de production bêta (n° 3) est constitué de protections différentielle d'alternateur, différentielle globale, à maximum de courant, d'isolement à la terre du stator, de retour d'énergie, d'induction (volts par hertz), de perte de champ et à minimum de tension. La protection est logée dans la centrale électrique Bêta et dans le poste Bêta ; elle comprend les relais, les dispositifs sensibles à la tension ou au courant, les alimentations à c.c. et les circuits de contrôle connexes.

***Système de protection combiné* – Exemple relatif à la défaillance d'un disjoncteur**

La protection de défaillance de disjoncteur assure une protection de réserve pour le disjoncteur, et fait donc partie du *système de protection combiné* du disjoncteur. Le fait de considérer que la protection de défaillance de disjoncteur fait partie du *système de protection combiné* d'un autre *élément* pourrait mener à conclure – à tort – qu'un fonctionnement sur défaillance de disjoncteur répond automatiquement aux critères de « fonctionnement lent » de la définition de *fonctionnement incorrect*.

- Exemple de fonctionnement correct d'un *système de protection combiné* de disjoncteur : la protection de défaillance de disjoncteur intervient parce que la protection de ligne s'est déclenchée mais que le disjoncteur n'a pas éliminé le *défaut*. La protection de défaillance de disjoncteur est intervenue à cause d'une bobine de déclenchement défectueuse. Cette bobine défectueuse a entraîné un *fonctionnement incorrect* du *système de protection combiné* de la ligne.
- Exemple de fonctionnement correct d'un *système de protection combiné* de disjoncteur : la protection de défaillance de disjoncteur intervient parce que la protection de ligne s'est déclenchée mais que le disjoncteur n'a pas éliminé le défaut. Dans ce cas, la protection de défaillance de disjoncteur est intervenue à cause d'une défectuosité dans le mécanisme du disjoncteur. Il ne s'agit pas d'un *fonctionnement incorrect*, car le mécanisme du disjoncteur ne fait pas partie du *système de protection combiné* du disjoncteur.
- Exemple de « fonctionnement intempestif sur défaut » : le relais de défaillance de disjoncteur se déclenche en même temps que le relais de protection de ligne pendant un défaut. Ce *fonctionnement incorrect* est causé par le réglage à zéro de la temporisation de défaillance de disjoncteur.

> **Fonctionnement incorrect –** *Incapacité d'un* système de protection combiné *de fonctionner comme prévu pour assurer la protection voulue. Chacune des situations suivantes constituent un* fonctionnement incorrect *:*
>
> 1. **Non-fonctionnement sur défaut** – *Absence de fonctionnement d'un* système de protection combiné *dans une condition de* défaut *pour laquelle il est conçu. La défaillance d'un composant de* système de protection *ne constitue pas un* fonctionnement incorrect *si le comportement du* système de protection combiné *est adéquat.*
> 2. **Non-fonctionnement hors défaut** – *Absence de fonctionnement d'un* système de protection combiné *dans une condition autre que de* défaut *pour laquelle il est conçu, par exemple une oscillation de puissance, une sous-tension, une surexcitation ou une perte d'excitation. La défaillance d'un composant de* système de protection *ne constitue pas un* fonctionnement incorrect *si le comportement du* système de protection combiné *est adéquat.*

3. **Fonctionnement lent sur défaut –** *Fonctionnement plus lent que requis d'un* système de protection combiné *dans une condition de* défaut*, si cette lenteur entraîne le fonctionnement du* système de protection combiné *d'au moins un autre* élément*.*
4. **Fonctionnement lent hors défaut –** *Fonctionnement plus lent que requis d'un* système de protection combiné *dans une condition autre que de* défaut*, par exemple une oscillation de puissance, une sous-tension, une surexcitation ou une perte d'excitation, si cette lenteur entraîne le fonctionnement du* système de protection combiné *d'au moins un autre* élément*.*
5. **Fonctionnement intempestif sur défaut –** *Fonctionnement inutile d'un* système de protection *combiné dans une condition de* défaut *touchant un autre* élément*.*
6. **Fonctionnement intempestif hors défaut –** *Fonctionnement inutile d'un* système de protection combiné *dans une condition autre que de* défaut*. Le fonctionnement de* système de protection combiné *qui serait causé par des travailleurs pendant des activités d'entretien sur le site, d'essais, d'inspection, de construction ou de mise en service ne constitue pas un* fonctionnement incorrect*.*

La définition de *fonctionnement incorrect* repose sur le principe que l'ensemble des protections d'un *élément* doit fonctionner de façon fiable et sécuritaire.

- L'échec d'un réenclenchement de ligne automatique après une condition de *défaut* ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*, car la définition de *système de protection* ne s'étend pas aux réenclencheurs.
- Le fonctionnement d'une protection de défaillance de disjoncteur ne constitue pas en soi un *fonctionnement incorrect*.
- Le fonctionnement d'une protection de réserve éloignée découlant d'un « non-fonctionnement » ou d'un « fonctionnement lent » ne constitue pas en soi un *fonctionnement incorrect*.

Cette définition proposée de *fonctionnement incorrect* apporte des éclaircissements par rapport à la version actuelle. Un *fonctionnement incorrect* correspond à l'incapacité d'un *système de protection combiné* à fonctionner comme prévu dans son rôle de protection. Cette définition se décline en six catégories qui permettent de mieux distinguer ce qui constitue un *fonctionnement incorrect*. Ces catégories sont décrites plus en détail dans les sections suivantes.

Non-fonctionnement sur *défaut*

Cette catégorie de *fonctionnement incorrect* a habituellement pour conséquence que la condition de *défaut* est éliminée par un *système de protection* de relève éloigné.

Exemple 1a : Le non-fonctionnement du *système de protection combiné* d'un transformateur en cas de *défaut* sur le transformateur constitue un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 1b : Le non-fonctionnement d'un relais (ou de tout autre composant) « primaire » de transformateur en cas de *défaut* sur le transformateur ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* de catégorie « non-fonctionnement sur *défaut* » si un autre composant du *système de protection combiné* du transformateur se déclenche.

Exemple 1c : Un manque d'information sur la cible ne constitue pas en soi un *fonctionnement incorrect*. Lorsqu'un système pilote rapide ne trouve pas sa cible parce qu'un élément de zone rapide se déclenche en premier, il ne s'agit pas en soi d'un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 1d : Le non-fonctionnement d'un relais différentiel général ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* de catégorie « non-fonctionnement sur *défaut* » si un autre composant, par exemple un relais différentiel de groupe de production, intervient.

Exemple 1e : Le *système de protection combiné* d'un jeu de barres ne fonctionne pas pendant un *défaut* sur le jeu de barres, ce qui entraîne le fonctionnement de tous les *systèmes de protection* de transformateur locaux reliés à ce jeu de barres et de tous les *systèmes de protection* de ligne éloignés reliés à ce jeu de barres, isolant ainsi du réseau le jeu de barres en défaut. En se déclenchant, les *systèmes de protection* de transformateur locaux et les *systèmes de protection* de ligne éloignés ont joué correctement leur rôle de protection de réserve. La situation se résume à un *fonctionnement incorrect* de catégorie « non-fonctionnement sur *défaut* » du *système de protection combiné* du jeu de barres.

Lorsqu'elle analyse un *système de protection* pour déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect*, l'entité doit aussi examiner si la catégorie « fonctionnement lent sur *défaut* » s'applique à la situation.

Non-fonctionnement hors *défaut*

Cette catégorie de *fonctionnement incorrect* peut avoir entraîné une intervention de l'opérateur. Les conditions de « non-fonctionnement hors *défaut* » citées dans la définition ne sont que des exemples, et ne constituent pas une liste exhaustive.

Exemple 2a : Le non-fonctionnement du *système de protection combiné* d'un groupe de production en cas de perte de champ accidentelle constitue un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 2b : La défaillance d'un relais (ou de tout autre composant) de surexcitation ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* de catégorie « non-fonctionnement hors *défaut* » si le *système de protection combiné* du groupe de production fonctionne comme prévu pour isoler le groupe de production du *BES*.

Lorsqu'elle analyse un *système de protection* pour déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect*, l'entité doit aussi examiner si la catégorie « fonctionnement lent hors *défaut* » s'applique à la situation.

Fonctionnement lent sur *défaut*

Cette catégorie de *fonctionnement incorrect* entraîne habituellement l'intervention d'un *système de protection* de réserve éloigné avant l'élimination du *défaut*.

Exemple 3a : Un *système de protection combiné* qui fonctionne plus lentement que requis pour une condition de *défaut* constitue un *fonctionnement incorrect* si son retard à se déclencher entraîne le fonctionnement d'un *système de protection combiné* d'au moins un autre *élément*. L'élément à courant différentiel d'un relais multifonctions n'a pas fonctionné lors d'un *défaut* sur une ligne. L'élément temporisé à maximum de courant du même relais se déclenche alors à la fin de son délai ; toutefois, une ligne adjacente a aussi été coupée par un élément temporisé à maximum de courant. On conclut donc que l'élément temporisé à maximum de courant de la ligne en défaut a fonctionné trop lentement.

Exemple 3b : L'incapacité d'un *système de protection combiné* de disjoncteur à fonctionner aussi rapidement que prévu afin de respecter le délai critique d'élimination de *défaut* pour un *défaut* de ligne avec défaillance de disjoncteur (disjoncteur coincé) constitue un *fonctionnement incorrect* si elle a entraîné le fonctionnement intempestif d'un *système de protection combiné* d'un autre *élément*. Si un *système de protection combiné* de groupe de production se déclenche à cause d'une instabilité créée par le fonctionnement lent du

système de protection combiné de disjoncteur, cela ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* de catégorie « fonctionnement intempestif sur *défaut* » du *système de protection combiné* de groupe de production. Il s'agirait plutôt d'un *fonctionnement incorrect* de catégorie « fonctionnement lent sur *défaut* » du *système de protection combiné* de disjoncteur.

Exemple 3c : Une ligne raccordée à un poste d'intégration de la production est protégée par deux systèmes pilotes rapides indépendants. Le *système de protection combiné* de cette ligne comprend aussi, en plus des deux systèmes pilotes, des protections à échelons de distance et temporisées à maximum de courant. Pendant un *défaut* sur cette ligne, les deux systèmes pilotes n'interviennent pas et la protection temporisée à maximum de courant se déclenche, éliminant le *défaut* sans mise hors circuit de groupes de production ni d'autres *éléments* (sans déclenchements excessifs). Cet événement ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*.

L'expression « plus lentement que requis » signifie que le retard du système à fonctionner entraîne le fonctionnement d'un *système de protection combiné* d'au moins un autre *élément*. Il serait difficile de spécifier dans la définition une tolérance précise applicable à chaque type de *système de protection*. Il s'agira plutôt, pour le propriétaire qui évalue le fonctionnement d'un *système de protection*, de déterminer si la vitesse et le résultat du fonctionnement de son *système de protection* produisent le résultat visé. Il n'est pas question d'obliger à documenter les délais de fonctionnement exacts des *systèmes de protection*, mais bien de faire en sorte que le propriétaire qui évalue le fonctionnement de chaque *système de protection* tienne dûment compte de la coordination des relais et de la stabilité du réseau.

L'expression « entraîne le fonctionnement d'un *système de protection combiné* d'au moins un autre *élément* » indique que les relais doivent fonctionner selon la séquence correcte ou prévue (le relais primaire d'un *élément* en défaut doit se déclencher avant les relais de réserve de cet *élément*).

Lorsqu'elle analyse le *système de protection* pour déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect*, l'entité doit aussi envisager la catégorie « fonctionnement intempestif sur *défaut* » dans la mesure où le fonctionnement du *système de protection* d'un *élément* autre que l'*élément* en défaut peut être considéré comme intempestif.

Si une erreur de coordination s'est produite à l'extrémité locale (réglage trop lent), alors c'est la catégorie de *fonctionnement incorrect* « fonctionnement lent » à l'extrémité locale qui s'applique.

Fonctionnement lent hors *défaut*

L'expression « plus lentement que requis » signifie que le retard du système à fonctionner entraîne le fonctionnement d'un *système de protection combiné* d'au moins un autre *élément*. Il serait difficile de spécifier dans la définition une tolérance précise applicable à chaque type de *système de protection*. Il s'agira plutôt, pour le propriétaire qui évalue le fonctionnement d'un *système de protection*, de déterminer si la vitesse et le résultat du fonctionnement de son *système de protection* produisent le résultat visé. Il n'est pas question d'obliger à documenter les délais de fonctionnement exacts des *systèmes de protection*, mais bien de faire en sorte que le propriétaire qui évalue le fonctionnement de chaque *système de protection* tienne dûment compte de la coordination des relais et de la stabilité du réseau.

Exemple 4 : Un défaut phase-phase est survenu aux bornes d'un groupe de production. Le *système de protection combiné* du groupe et le *système de protection combiné* d'une ligne de transport sont tous deux intervenus en réponse au défaut. Une enquête subséquente a révélé une temporisation incorrecte dans la protection du groupe de production ; la protection de

portée étendue de la ligne de transport, correctement réglée, s'est alors déclenchée. Il s'agit d'un *fonctionnement incorrect* du *système de protection combiné* du groupe de production, mais non de celui de la ligne de transport.

Les conditions de « fonctionnement lent hors défaut » citées dans la définition ne sont que des exemples, et ne constituent pas une liste exhaustive

Fonctionnement intempestif sur *défaut*

Le fonctionnement d'un *système de protection* éloigné correctement coordonné ne constitue pas en soi un *fonctionnement incorrect* si le défaut a persisté assez longtemps pour permettre au *système de protection combiné* de l'*élément* en défaut de fonctionner correctement pour éliminer le *défaut*. Une défaillance d'un dispositif de coupure du *BES*, un *fonctionnement incorrect* de type « non-fonctionnement » ou un *fonctionnement incorrect* de type « fonctionnement lent » peut entraîner le fonctionnement approprié d'un *système de protection* éloigné.

Exemple 5a : Le fonctionnement d'un *système de protection combiné* de transformateur qui se déclenche (inutilement) lors d'un *défaut* de ligne éliminé correctement constitue un *fonctionnement incorrect*. Le *défaut* est éliminé correctement par le *système de protection combiné* de l'équipement en défaut (relais de ligne) et ne nécessite pas l'intervention d'un *système de protection* extérieur ; par conséquent, le fonctionnement du *système de protection* du transformateur constitue un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 5b : Le fonctionnement d'un *système de protection combiné* de ligne qui se déclenche (inutilement) lors d'un *défaut* éliminé correctement sur une ligne différente constitue un *fonctionnement incorrect*. Le *défaut* est éliminé correctement par le *système de protection combiné* de la ligne en défaut (relais de ligne) ; cependant, ailleurs dans le réseau, un signal de blocage sur courant porteur n'a pas été transmis (par exemple un interrupteur de courant porteur laissé en position ouverte), ce qui entraîne le fonctionnement d'un *système de protection* éloigné (déclenchement à une extrémité) d'une ligne saine. Par conséquent, l'intervention du système de protection de la ligne saine constitue un *fonctionnement incorrect* de catégorie « fonctionnement intempestif sur défaut ».

Exemple 5c : Dans le cas d'une erreur de coordination à l'extrémité éloignée (réglage trop rapide), il s'agit d'un *fonctionnement incorrect* de catégorie « fonctionnement intempestif sur défaut » à l'extrémité éloignée.

Fonctionnement intempestif hors *défaut*

Les fonctionnements intempestifs pour des conditions autres que de *défaut* concernent, sans limitation, les oscillations de puissance, la surexcitation, la perte d'excitation, les excursions de fréquence et le fonctionnement normal.

Exemple 6a : Le fonctionnement d'un *système de protection combiné* d'une ligne à cause d'une défaillance de relais en fonctionnement normal constitue un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 6b : La mise hors circuit d'un groupe de production par la protection contre la perte de champ pendant une excursion de fréquence, alors que le champ demeure intact, constitue un *fonctionnement incorrect* si le *système de protection combiné* n'est pas destiné à intervenir dans cette situation.

Exemple 6c : Le fonctionnement d'un relais d'impédance de ligne à cause de l'entrée d'une oscillation de puissance dans la caractéristique du relais constitue un *fonctionnement incorrect*

si l'oscillation de puissance était stable et que la fonction de blocage sur oscillation de puissance était activée et aurait dû empêcher le fonctionnement.

Exemple 6d : La mise hors circuit d'un groupe de production fonctionnant à sa charge normale, par l'action d'un relais de protection à retour de puissance causée par la défaillance d'un relais, constitue un *fonctionnement incorrect*.

En outre, un fonctionnement en dehors d'une condition de *défaut*, provoqué directement par des travaux sur les lieux (en temps réel) d'entretien, d'essais, d'inspection, de construction ou de mise en service, ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 6e : Le déclenchement d'un dispositif de coupure du *BES* à l'extrémité éloignée d'une ligne en dehors d'une condition de *défaut*, s'il est provoqué directement par des activités d'entretien et d'essai du réseau à l'extrémité locale de la ligne, ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*, car ces activités sont exemptées dans la catégorie 6 de la définition de *fonctionnement incorrect*.

Les activités effectuées sur les lieux et qui provoquent un déclenchement dans un autre endroit sont incluses dans cette exemption. C'est le cas pour le fonctionnement d'un *système de protection* lors de la mise sous tension de l'équipement en vue de diverses mesures, comme la vérification de circuits de courant dans le cadre de la mise en service ; cependant, une fois terminée l'activité d'entretien, d'essais, d'inspection, de construction ou de mise en service associée au *système de protection*, l'exclusion du fonctionnement incorrect « sur les lieux » cesse de s'appliquer, même s'il y a encore présence de personnel sur le chantier.

Cas spéciaux

Le fonctionnement d'un *système de protection* dans les cas suivants ne constituerait pas un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 7a : Le fonctionnement du *système de protection* d'un groupe de production avant la fermeture du ou des disjoncteurs du groupe ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* pourvu qu'aucun *élément* en service ne soit mis hors circuit.

Il n'y a pas *fonctionnement incorrect* dans ce cas, car le groupe de production n'est pas synchronisé et reste isolé du *BES*. Toute action d'un *système de protection* qui se produit pendant que l'*élément* protégé est hors service et qui ne met hors circuit aucun *élément* en service ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*.

Dans certains cas où des zones de protection se chevauchent, les propriétaires d'*élément* peuvent décider de permettre à un *système de protection* de fonctionner plus rapidement afin d'obtenir une meilleure performance d'ensemble du *système de protection* pour un *élément* donné.

Exemple 7b : Le côté haute tension d'un transformateur raccordé à une ligne peut se trouver à l'intérieur de la zone de protection des relais de la ligne qui l'alimente. Dans ce cas, les relais de la ligne sont destinés à protéger le côté haute tension du transformateur, jusqu'à son enroulement primaire. Dans l'intérêt d'une protection plus rapide de la ligne, son *système de protection* peut être conçu et réglé de manière à intervenir sans coordination directe (ou renonciation à la coordination) avec la protection locale contre les *défauts* du côté haute tension du transformateur raccordé à la ligne. Par conséquent, le fonctionnement des relais de protection de la ligne en cas de *défaut* du côté haute tension du transformateur est conforme au résultat souhaité et ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*.

Les deux exemples ci-après présentent des cas de *fonctionnement incorrect*.

Exemple 7c : Une batterie de condensateurs shunt de 230 kV a été mise en exploitation. Au moment de la mise sous tension, elle est mise hors circuit à cause d'une erreur de réglage dans son relais différentiel.

Exemple 7d : Un groupe de transformateurs du *BES* à 230-115 kV, après avoir été mis en exploitation, est mis hors circuit lors de sa remise sous tension à cause du fonctionnement injustifié de son relais différentiel en raison du courant d'appel. Seul le disjoncteur côté haute tension s'ouvre puisque le disjoncteur côté basse tension n'a pas encore été fermé.

Fonctions non protectrices

Les déclenchements de dispositifs de coupure du *BES* qui sont provoqués par des fonctions non protectrices, comme celles associées aux commandes de groupe de production, aux commandes de courant d'excitation, aux commandes de turbine ou de chaudière, aux compensateurs statiques, aux systèmes FACTS, aux systèmes de réseau de transport à courant continu haute tension (CCHT), aux mécanismes de disjoncteur ou aux autres systèmes de commande d'installations ne constituent pas des interventions de système de protection. La présente norme ne s'applique pas aux fonctions non protectrices intégrées à un *système de protection*, comme les fonctions d'automatisation (par exemple pour la collecte de données) ou de commande.

Fonctions de commande

L'entité doit déterminer, pour chaque intervention de son *système de protection*, si la norme s'applique, en tenant compte des exclusions d'applicabilité énumérées à la section 4.2.1 de la norme. Les experts techniques (SME) de l'équipe de rédaction savent que l'utilisation de *systèmes de protection* pour la commande d'*éléments* du *BES* est une pratique très répandue. La présente norme ne s'applique pas aux actions des fonctions protectrices intégrées à un *système de protection* si ces actions visent à commander un *élément* du *BES* dans le cadre d'une procédure de l'entité ou d'une séquence de manœuvres planifiée. Les exemples suivants décrivent des conditions auxquelles la norme ne s'applique pas :

Exemple 8a : Une fonction de protection contre le retour de puissance qui met hors circuit un groupe de production dans le cadre d'une procédure normale ou habituelle de l'entité.

Exemple 8b : Le relais à retour de puissance envoie un signal permissif de déclenchement et le répartiteur met hors circuit le groupe de production.

La norme ne s'applique pas à l'action précitée du relais de protection puisque celle-ci remplit en fait une fonction de commande dans une séquence de mise à l'arrêt contrôlée du groupe de production. Elle reste toutefois applicable aux interventions du relais à retour de puissance en réponse à des conditions autres que la séquence de mise à l'arrêt contrôlée, par exemple une motorisation causée par l'arrêt de la machine motrice.

Voici un autre exemple de condition à laquelle la norme ne s'applique pas :

Exemple 8c : Manœuvre d'une batterie de condensateurs en vue du réglage de tension au moyen de fonctions intégrées à un relais à microprocesseur qui fait partie d'un *système de protection*.

Les cas ci-dessus ne sont présentés qu'à titre d'exemple, et ne constituent aucunement une liste exhaustive de situations auxquelles la norme ne s'applique pas.

Circonstances atténuantes

Pour les cas de catastrophe naturelle ou d'autres circonstances atténuantes, le guide *Sanction Guidelines of the North American Electric Reliability Corporation* (20 décembre 2012) stipule, à sa section 2.8 : « Si des circonstances atténuantes inhabituelles (par exemple une importante catastrophe naturelle) ont entraîné l'infraction ou y ont contribué, la NERC ou l'entité régionale pourra réduire substantiellement ou éliminer les pénalités. » Les entités régionales auxquelles la NERC a délégué les pouvoirs appropriés tiendront compte des circonstances atténuantes en établissant les sanctions liées au non-respect des délais imposés dans la présente norme.

Les fonctionnements de *système de protection* ne se maintiennent pas généralement à un volume élevé. Pour peu que ce volume diminue, les sociétés d'électricité pourront rattraper tout retard au cours de la période de 120 jours prescrite.

Délais prescrits dans les exigences

Les délais prescrits dans toutes les exigences sont bien distincts les uns des autres. L'entité visée par l'exigence E1 dispose de 120 jours civils pour déterminer si un déclenchement de dispositif de coupure du *BES* résulte d'un *fonctionnement incorrect*. Lorsque l'entité visée conclut à un *fonctionnement incorrect*, elle satisfait à l'exigence E1. Si la cause du *fonctionnement incorrect* a été établie, l'exigence E5 s'applique ainsi que toute exigence subséquente pertinente.

L'exigence E2 accorde à l'entité visée un délai de 120 jours civils, à compter du déclenchement du dispositif de coupure du *BES*, pour aviser les autres propriétaires de *système de protection* qui répondent aux critères des alinéas 2.1 et 2.2. L'exigence E3 accorde à toute entité qui a reçu une notification un délai de 120 jours civils à compter du déclenchement du dispositif de coupure du *BES*, ou de 60 jours civils à compter de la notification (selon l'échéance la plus tardive) pour déterminer si ses composants de *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect*.

Lorsqu'un *fonctionnement incorrect* est déterminé selon l'exigence E1 ou E3 mais que l'entité visée n'a pas pu en établir la cause, l'obligation de mener au moins une activité d'enquête à tous les deux trimestres civils commence.

Le délai prescrit à l'exigence E5 commence dès la découverte initiale d'une cause du *fonctionnement incorrect*. L'entité visée dispose alors de 60 jours civils pour procéder à une des deux démarches indiquées à l'exigence E5 (*plan d'actions correctives* ou déclaration) afin de satisfaire à cette exigence.

Le délai relatif à l'exigence E6 est déterminé par les activités et le calendrier du *plan d'actions correctives*. Les échéances du *plan d'actions correctives* peuvent changer à l'occasion, et l'entité visée doit alors mettre à jour son calendrier selon ces changements.

Les délais prescrits dans les exigences ont été établis de manière à accorder un temps raisonnable pour satisfaire à chaque exigence. Cela dit, il est souhaitable de procéder avec diligence afin de maximiser l'efficacité des différentes étapes du processus (détection des *fonctionnements incorrects*, notification des autres propriétaires de *système de protection*, recherche des causes et mise en œuvre des correctifs), et afin d'éviter que des informations importantes ne deviennent à la longue impossibles à retracer.

Exigence E1

Cette exigence demande que l'on examine chaque déclenchement de dispositif de coupure du *BES* afin de déterminer s'il y a eu ou non *fonctionnement incorrect*. Comme le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* assure habituellement la surveillance et le suivi des déclenchements de ses dispositifs, c'est à lui que revient logiquement la tâche initiale de déterminer les *fonctionnements incorrects* de

systèmes de protection d'*éléments* du *BES*. Un examen est exigé : 1) si le déclenchement du dispositif de coupure du *BES* a été causé par l'action d'un *système de protection*, ou encore par une intervention manuelle en réponse à l'incapacité d'un *système de protection* à intervenir ; 2) si le propriétaire possède ne serait-ce qu'une partie des composants du *système de protection* ; et 3) si le propriétaire a déterminé que le déclenchement de son dispositif de coupure a été causé par un ou plusieurs de ses composants de *système de protection* ou par une intervention manuelle en réponse à l'incapacité de son système de protection à intervenir.

Comme la plupart des *fonctionnements incorrects* entraînent le déclenchement d'un ou de plusieurs dispositifs de coupure du *BES*, ces déclenchements doivent donner lieu à un examen afin que soit détecté tout *fonctionnement incorrect*. Si un *élément* est mis hors circuit manuellement en réponse à un non-fonctionnement, cet isolement manuel entraîne l'obligation de déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect*.

> **Exemple E1a :** Défaillance d'un relais de perte de champ d'un groupe de production, qui amène un opérateur à commander manuellement la mise hors circuit du groupe.

L'intervention manuelle est l'indice d'un *fonctionnement incorrect* possible ; le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* doit donc faire enquête.

Dans un cas où un dispositif de coupure du *BES* ne s'est pas déclenché, ce qui a nécessité l'élimination télécommandée du défaut en raison du non-fonctionnement d'un *système de protection combiné*, le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* est quand même tenu de faire enquête selon l'exigence E1. Cependant, si le propriétaire du dispositif de coupure du BES détermine que son composant de *système de protection* est intervenu à titre de protection de réserve pour une condition touchant un élément du *BES* d'une autre entité, l'alinéa 2.2 de l'exigence E2 oblige le propriétaire à en aviser le ou les autres propriétaires de *système de protection* concernés.

Un *système de protection* est constitué de nombreux composants, lesquels peuvent appartenir à différentes entités. Par exemple, un *propriétaire d'installation de production* peut posséder un transformateur de courant qui envoie un signal à un relais différentiel d'un *propriétaire d'installation de transport*. Tous ces composants et bien d'autres font partie d'un *système de protection*. Tous les propriétaires sont censés communiquer entre eux et partager l'information sans restriction, de sorte que les *fonctionnements* de *système de protection* puissent être analysés, les *fonctionnements incorrects* détectés et les actions correctives mises en œuvre.

Il est souhaité que chaque entité fasse preuve de jugement lorsqu'elle détermine si le fonctionnement d'un *système de protection* répond à la définition de *fonctionnement incorrect*, sans égard au degré de propriété. Pour déterminer s'il y a eu ou non *fonctionnement incorrect*, on utilisera généralement une combinaison d'informations à partir de ressources comme des compteurs, des indicateurs de relais, des systèmes de télésurveillance et d'acquisition de données (SCADA) ou des appareils de surveillance des perturbations. Le but visé est qu'un fonctionnement soit classé comme incorrect si l'information disponible mène à cette conclusion ; dans bien des cas, il ne sera pas nécessaire d'exploiter toutes les données disponibles pour déterminer s'il y a ou non *fonctionnement incorrect*. La norme permet aussi à une entité, dans le doute, de conclure à un *fonctionnement incorrect*. L'entité peut décider de considérer qu'il y a eu *fonctionnement incorrect* pour satisfaire à l'exigence E1, puis continuer d'enquêter sur la cause de ce *fonctionnement incorrect*. Si l'enquête n'est pas concluante, l'entité peut déclarer qu'aucune cause n'a été découverte et mettre fin à l'enquête. L'entité dispose de 120 jours civils à compter de la date du déclenchement de son dispositif de coupure du *BES* pour déterminer si un de ses composants de *système de protection* a causé un *fonctionnement incorrect*.

L'analyse du fonctionnement du *système de protection* peut être documentée par différents moyens (rapport, base de données, feuille de chiffrier, liste, etc.). La documentation peut être organisée de diverses façons, par exemple par dispositif de coupure du *BES*, par *élément* protégé ou par *système de protection combiné*.

Des fonctionnements répétés qui surviennent pendant une même séquence de réenclenchement de ligne n'ont pas à être considérés séparément dans le cadre de l'exigence E1. Ainsi, des fonctionnements incorrects qui se répètent dans une même période de 24 heures ne nécessitent pas de signalements individuels selon l'exigence E1. Cela concorde avec le document *Misoperations Report*[7] de la NERC :

> « Afin d'éviter de fausser les données avec ces événements répétés, le comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC devrait clarifier, dans le prochain compte rendu annuel sur le modèle de signalement des fonctionnements incorrects, que tous les fonctionnements incorrects causés par un même équipement dans une période de 24 heures et ayant une même cause doivent être consignés comme un seul fonctionnement incorrect. »

Voici un exemple de condition qui ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*.

> **Exemple E1b :** Un défaut impédant survient dans un transformateur. Le déclencheur à pression soudaine détecte ce défaut et se déclenche, mais le relais différentiel ne se déclenche pas en raison du faible courant de défaut. Il ne s'agit pas d'un *fonctionnement incorrect*, car le *système de protection combiné* n'avait pas à intervenir puisque le défaut a été éliminé par le déclencheur à pression soudaine.

Exigence E2

L'exigence E2 concerne la notification des entités qui ont un rôle à jouer dans la détermination des *fonctionnements incorrects*, mais qui ne sont pas visées par l'exigence E1. Dans le cas d'une propriété partagée entre plusieurs entités, l'entité qui possède le dispositif de coupure du *BES* qui s'est déclenché est censée faire preuve de jugement pour déterminer les fonctionnements de *système de protection* qui répondent à la définition de *fonctionnement incorrect* selon l'exigence E1 ; cependant, si l'entité qui possède un dispositif de coupure du *BES* détermine que son ou ses composants de *système de protection* n'ont pas causé le déclenchement du dispositif de coupure du *BES* ou si elle est incapable de le déterminer, elle doit notifier le ou les autres propriétaires de *système de protection* qui partagent la responsabilité de déterminer le *fonctionnement incorrect* lorsque les critères de l'exigence E2 sont remplis.

Cette exigence n'empêche en rien les propriétaires de *système de protection* de communiquer entre eux initialement et de travailler ensemble à déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect* et, si oui, à en rechercher la cause. Le propriétaire de dispositif de coupure du *BES* est tenu d'aviser officiellement les autres propriétaires seulement : 1) s'il partage la propriété du *système de protection combiné* avec d'autres propriétaires ; 2) s'il a déterminé qu'il y a eu *fonctionnement incorrect*, ou ne peut pas exclure cette possibilité ; et 3) s'il a déterminé que son ou ses composants de *système de protection* n'ont pas causé le *fonctionnement incorrect*, ou n'en est pas certain. Le fait d'aviser officiellement les autres propriétaires sans avoir d'abord fait un examen préliminaire risque d'imposer inutilement à ces propriétaires les obligations de conformité de l'exigence E3 et d'accaparer des ressources précieuses,

7. *Misoperations Report*. Groupe de travail sur les fonctionnements incorrects des systèmes de protection de la NERC. 1er avril 2013. http://www.nerc.com/docs/pc/psmtf/PSMTF_Report.pdf. Section *Reporting Multiple Occurrences*, p. 37 de 40.

sans apporter grand-chose à la fiabilité. Le propriétaire de dispositif de coupure du *BES* doit aviser officiellement les autres propriétaires au moment opportun, en tenant compte du délai prescrit.

Voici un exemple de notification faite à un autre propriétaire de *système de protection* :

> **Exemple E2a : «** Les disjoncteurs A et B du poste Charlie ont été déclenchés par un système de relais à blocage par comparaison directionnelle (DCB) le 3 mars 2014 à 15 h 43 UTC pendant un *défaut* externe. Comme il a été expliqué la semaine dernière, le registre des défauts indique qu'un problème sur votre équipement (échec de transmission) a entraîné le déclenchement. »
>
> **Exemple E2b :** Un disjoncteur de groupe de production s'est déclenché dès la synchronisation au réseau à cause d'un *fonctionnement incorrect* de sa protection contre les surintensités. Le disjoncteur du groupe de production à 230 kV qui s'est déclenché appartient au *propriétaire d'installation de transport*. En tant que propriétaire du dispositif de coupure du *BES*, le *propriétaire d'installation de transport* détermine d'abord que ses composants de *système de protection* ne sont pas la cause du *fonctionnement incorrect*, puis avise le *propriétaire d'installation de production* ; celui-ci fait enquête et conclut que ce sont ses composants de *système de protection* qui ont causé le *fonctionnement incorrect*. En tant que propriétaire des composants de *système de protection* qui ont causé le *fonctionnement incorrect*, c'est donc au *propriétaire d'installation de production* qu'il incombe d'élaborer et de mettre en œuvre le *plan d'actions correctives*.

Les critères de notification de l'alinéa 2.1.1 de l'exigence E2 ne s'appliquent pas nécessairement dans le cas d'un *système de protection combiné* dont la propriété est partagée entre différentes entités fonctionnelles au sein de la même entité inscrite au Registre. Par exemple, si le même groupe d'employés d'une entité inscrite au Registre est chargé de déterminer s'il y a *fonctionnement incorrect* à la fois pour les fonctions de *propriétaire d'installation de production* et de *propriétaire d'installation de transport*, la détermination du *fonctionnement incorrect* est entièrement couverte par l'exigence E1 et une notification n'est alors pas nécessaire. Cependant, si la détermination du *fonctionnement incorrect* est confiée à des groupes différents, une notification est nécessaire puisque ce cas n'est pas nécessairement couvert par l'exigence E1.

> **Exemple E2c :** Le *système de protection combiné* de la ligne A (appartenant à l'entité 1) ne s'est pas déclenché sur un *défaut* interne. En conséquence, la zone 3 du *système de protection combiné* de la ligne B (appartenant à l'entité 2) et la zone 3 du *système de protection combiné* de la de ligne C (appartenant à l'entité 3) sont intervenues pour éliminer le *défaut*. Les entités 2 et 3 avisent l'entité 1 du fonctionnement de la protection éloignée de zone 3.

Dans le cas où un dispositif de coupure du *BES* se déclenche en tant que protection de réserve d'un élément hors *BES*, l'entité qui fait enquête n'est pas tenue d'aviser les autres propriétaires de *système de protection* relativement aux éléments hors *BES*. Une notification n'est pas exigée parce que la présente norme de fiabilité ne s'applique pas aux *systèmes de protection* d'éléments hors *BES*.

Exigence E3

Dans le contexte de l'exigence E3, l'entité qui partage la propriété d'un *système de protection combiné* et qui reçoit une notification doit faire preuve de jugement pour déterminer si le fonctionnement d'un *système de protection* constituait un *fonctionnement incorrect*. Pour déterminer s'il y a eu ou non *fonctionnement incorrect*, on utilisera généralement une combinaison d'informations à partir de ressources comme des compteurs, des indicateurs de relais, des systèmes SCADA et des appareils de surveillance des perturbations, ainsi que l'information fournie par d'autres propriétaires. Le but visé est

qu'un fonctionnement soit classé comme incorrect si l'information disponible mène à cette conclusion ; dans bien des cas, il ne sera pas nécessaire d'exploiter toutes les données disponibles pour déterminer s'il y a ou non *fonctionnement incorrect*. La norme permet aussi à une entité, dans le doute, de conclure à un *fonctionnement incorrect*. L'entité peut décider de considérer qu'il y a eu *fonctionnement incorrect* pour satisfaire à l'exigence E1, puis continuer d'enquêter sur la cause de ce *fonctionnement incorrect*. Si l'enquête n'est pas concluante, l'entité peut déclarer qu'aucune cause n'a été découverte et mettre fin à l'enquête.

L'entité qui reçoit une notification du propriétaire de dispositif de coupure du *BES* dispose de 60 jours civils à compter de la notification ou de 120 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du *BES* (selon l'échéance la plus tardive) pour déterminer si l'intervention du système de protection a été causée par sa partie du *système de protection combiné*. Il est souhaité, dans la plupart des cas de *système de protection* en copropriété, que l'entité chargée de la notification communique de manière précoce avec les autres propriétaires. Ainsi, le délai plus court de 60 jours civils n'entre-t-il en jeu que si la notification tombe dans la deuxième moitié du délai de 120 jours civils accordé au propriétaire du dispositif de coupure du *BES* selon l'exigence E1.

L'examen du *système de protection* peut être organisé de différentes manières et prendre plusieurs formes (rapport, base de données, feuille de chiffrier, liste, etc.). La documentation peut être organisée de diverses façons, par exemple par dispositif de coupure du *BES*, par *élément* protégé ou par *système de protection combiné*. La notification reçue du propriétaire du dispositif de coupure du *BES* peut être documentée par différents moyens (courriel, télécopie, etc.).

Exigence E5

Il importe de corriger les causes des *fonctionnements incorrects* des *systèmes de protection* de manière à prévenir toute récurrence et d'ainsi renforcer la fiabilité du *BES*. Le *plan d'actions correctives* est un outil bien établi pour résoudre les problèmes opérationnels. Le glossaire de la NERC définit un *plan d'actions correctives* comme une *« liste des actions, avec leurs échéances, à mettre en œuvre pour remédier à un problème particulier ».* Puisqu'un *plan d'actions correctives* s'articule autour d'un problème particulier, il faut d'abord avoir découvert la cause du *fonctionnement incorrect*. Lorsque cette cause a été établie dans le cadre de l'exigence E1 ou E3, l'exigence E5 demande aux propriétaires du *système de protection* d'élaborer un *plan d'actions correctives*, ou à défaut, d'expliquer pourquoi d'éventuelles actions correctives échappent à la capacité d'intervention de l'entité ou n'amélioreraient pas la fiabilité du *BES*. L'entité doit élaborer le *plan d'actions correctives*, ou encore présenter une déclaration expliquant pourquoi d'autres actions échappent à sa capacité d'intervention ou n'amélioreraient pas la fiabilité du *BES* et qu'aucune autre action corrective n'est prévue, dans un délai de 60 jours civils après la découverte initiale d'une cause.

Les experts techniques de l'équipe de rédaction savent que plusieurs causes peuvent se combiner pour entraîner un *fonctionnement incorrect*. Dans un tel cas, le *plan d'actions correctives* doit présenter un correctif pour chacune des causes connues. On peut réviser le *plan d'actions correctives* si l'on découvre des causes supplémentaires ; en fait, l'entité a le choix de créer un ou plusieurs *plans d'actions correctives* pour corriger des causes combinées d'un *fonctionnement incorrect*. La période de 60 jours civils pour l'élaboration du *plan d'actions correctives* (ou de la déclaration) est établie d'après l'expérience de l'industrie ; elle comprend les délais de coordination opérationnelle, l'étude de solutions de rechange, la coordination des ressources et l'élaboration du calendrier.

L'élaboration d'un *plan d'actions correctives* consiste à documenter les opérations nécessaires pour prévenir toute récurrence du *fonctionnement incorrect*, le calendrier d'exécution de ces opérations, ainsi qu'une évaluation de l'applicabilité du *plan d'actions correctives* à d'autres *systèmes de protection*

de l'entité, y compris dans d'autres emplacements. L'évaluation de l'applicabilité à d'autres *systèmes de protection* vise à réduire le risque et la probabilité de *fonctionnements incorrects* semblables dans ces systèmes. Il revient au propriétaire du *système de protection* de déterminer l'étendue de son évaluation concernant d'autres *systèmes de protection* et emplacements. Cette évaluation peut amener le propriétaire à intervenir sur des *systèmes de protection* dans d'autres emplacements, ou à exposer le raisonnement qui lui fait décider de ne pas intervenir. Le *plan d'actions correctives* et l'évaluation de son applicabilité à d'autres *systèmes de protection*, y compris dans d'autres emplacements, sont obligatoires en vertu de l'exigence E5.

L'exemple suivant décrit un *plan d'actions correctives* pour un *fonctionnement incorrect* imputable à un relais qui a appliqué un signal de déclenchement continu en raison d'un condensateur défectueux dans le relais, ainsi qu'une évaluation de cette cause dans des emplacements semblables qui amène à conclure que le remplacement du condensateur à ces emplacements n'est pas nécessaire.

L'exécution de chacun des *plans d'actions correctives* des exemples E5a à E5d est décrite aux exemples E6a à E6d.

> **Exemple E5a :** Actions – Retirer le relais du service. Remplacer le condensateur du relais. Mettre à l'essai le relais. Remettre le relais en service ou le remplacer au plus tard le 1er juillet 2014.
>
> Applicabilité aux autres *systèmes de protection* – Ce type de relais d'impédance n'est pas connu comme étant problématique ; en outre, on le remplace systématiquement par des relais à microprocesseur au fur et à mesure de la modernisation des *systèmes de protection*. On conclut donc qu'un programme de remplacement préventif systématique des condensateurs dans ce type de relais d'impédance n'est pas nécessaire.

L'exemple suivant décrit un *plan d'actions correctives* pour un *fonctionnement incorrect* de relais qui a appliqué un signal de déclenchement continu en raison d'un condensateur défectueux dans le relais ; dans ce cas, l'évaluation de cette cause dans des emplacements semblables amène à conclure au besoin de remplacer préventivement tous les condensateurs.

> **Exemple E5b :** Actions – Retirer le relais du service. Remplacer le condensateur du relais. Mettre à l'essai le relais. Remettre le relais en service ou le remplacer au plus tard le 1er juillet 2014.
>
> Applicabilité aux autres *systèmes de protection* – On soupçonne que ce type de relais d'impédance est la cause de déclenchements antérieurs dans d'autres emplacements en raison de la même défectuosité de condensateur. À partir de l'évaluation, il est décidé d'élaborer au plus tard le 1er décembre 2014 un programme de remplacement préventif systématique des condensateurs dans ce type de relais d'impédance.

L'exemple suivant décrit un *plan d'actions correctives* pour un *fonctionnement incorrect* de relais qui a appliqué un signal de déclenchement continu en raison d'un condensateur défectueux dans le relais ; dans ce cas également, l'évaluation de cette cause dans des emplacements semblables amène à conclure au besoin de remplacer préventivement tous les condensateurs.

> **Exemple E5c :** Actions – Retirer le relais du service. Remplacer le condensateur du relais. Mettre à l'essai le relais. Remettre le relais en service ou le remplacer au plus tard le 1er juillet 2014.
>
> Applicabilité aux autres *systèmes de protection* – On soupçonne que ce type de relais d'impédance est la cause de déclenchements antérieurs dans d'autres emplacements en

raison de la même défectuosité de condensateur. À partir de l'évaluation, il est décidé de remplacer préventivement les condensateurs dans ce type de relais d'impédance aux postes A à I, avec échéance le 30 avril 2015.

Un plan est en cours d'élaboration pour remplacer les condensateurs de relais d'impédance aux postes A, B et C, avec échéance le 1er septembre 2014. Un deuxième plan est en cours d'élaboration pour remplacer les condensateurs des relais d'impédance aux postes D, E et F, avec échéance le 1er novembre 2014. Le dernier plan vise à remplacer les condensateurs de relais d'impédance aux postes G, H et I, avec échéance le 1er février 2015.

L'exemple suivant décrit un *plan d'actions correctives* pour un *fonctionnement incorrect* de relais attribuable à une erreur dans la version 2 de son microprogramme ; l'évaluation de cette cause dans des emplacements semblables conclut que le microprogramme nécessite l'application préventive d'un correctif.

Exemple E5d : Actions – Fournir au fabricant le dossier de défectuosité. Installer une version à jour du microprogramme, sous réserve de la réponse du fabricant, au plus tard le 1er octobre 2014.

Applicabilité à d'autres *systèmes de protection* – D'après l'examen d'autres emplacements et l'évaluation des risques, on décide d'installer la nouvelle version 3 du microprogramme dans tous les emplacements qui ont encore la version 2, ce qui représente douze relais dans l'ensemble du réseau. La date d'achèvement proposée est le 31 décembre 2014.

Voici des exemples de situations où l'on présente une déclaration indiquant que d'éventuelles actions correctives échappent à la capacité d'intervention de l'entité ou n'amélioreraient pas la fiabilité du *BES*, et qu'aucune autre action corrective n'est prévue.

Exemple E5e : La cause du *fonctionnement incorrect* réside chez le fournisseur de communications d'une entité non inscrite au Registre.

Exemple E5f : La cause du *fonctionnement incorrect* réside chez un client industriel raccordé à une prise de transformateur de transport qui a amorcé un télédéclenchement direct d'un disjoncteur de transport d'une entité inscrite au Registre.

Si la cause d'un *fonctionnement incorrect* réside dans une entité extérieure non inscrite au Registre, l'influence qu'on peut exercer sur cette entité extérieure est limitée et on peut en conclure que d'éventuelles actions correctives échappent à la capacité d'intervention.

Voici des exemples de déclarations qui expliquent pourquoi d'éventuelles actions correctives n'amélioreraient pas la fiabilité du *BES*.

Exemple E5g : L'enquête révèle que le fonctionnement incorrect est dû à des transitoires associés à la mise sous tension du transformateur ABC au poste Y. Des études indiquent qu'en désensibilisant le relais à ces transitoires, on risquerait de nuire au fonctionnement normal du relais pendant des oscillations dans le réseau électrique.

Exemple E5h : Par suite d'une manœuvre ayant entraîné l'îlotage d'une partie du réseau électrique, le circuit XYZ à l'intérieur de l'îlot a été mis hors tension par un disjoncteur, d'où une perte de charge à l'intérieur de l'îlot. L'enquête subséquente révèle qu'une surfréquence a persisté après l'îlotage, entraînant le fonctionnement du relais de protection de la ligne XYZ. Comme ce relais a été sollicité à l'extérieur de sa plage de fréquence nominale et qu'il ne serait pas soumis à cette condition lorsque la ligne XYZ fonctionne normalement en étant

raccordée au *BES*, aucune action corrective n'est adoptée car cela n'améliorerait en rien la fiabilité du *BES*.

Exemple E5i : Pendant une importante tempête de verglas, quatre circuits sur six ont été coupés au poste A. Après la perte de ces circuits, un câble de garde s'est rompu près du poste A sur la ligne AB (entre les postes A et B), entraînant un *défaut* phase-phase. Le dispositif de protection utilisé pour ces groupes de protection est de type POTT (à portée étendue et à autorisation). La protection de la ligne AB au poste B s'est déclenchée avec temporisation pour cet événement (fonctionnement lent sur *défaut*), bien que cette ligne ait été désignée comme nécessitant une élimination rapide du défaut. Une situation de faible alimentation a été créée au poste A en raison de la perte de quatre circuits de transport, ce qui a entraîné l'absence de signal permissif sur la ligne AB à partir du poste A pendant ce défaut. Aucune action corrective ne sera entreprise pour ce *fonctionnement incorrect*, car même en conditions de contingence simple, l'alimentation est normalement suffisante au poste A pour transmettre un signal permissif adéquat au poste B. Un changement au *système de protection* afin de tenir compte d'une telle situation n'améliorerait pas la fiabilité du *BES*.

La déclaration expliquant pourquoi d'éventuelles actions correctives échappent à la capacité d'intervention de l'entité ou n'amélioreraient pas la fiabilité du *BES* doit décrire la cause du *fonctionnement incorrect* et justifier de l'absence d'action corrective. En outre, le recours à une déclaration indiquant qu'aucune autre action corrective n'est prévue doit demeurer peu fréquent.

Exigence E6

Afin de réaliser l'objectif déclaré de la présente norme, qui est de détecter les *fonctionnements incorrects* des *systèmes de protection* des *éléments* du *BES* puis d'en corriger les causes, l'entité responsable est tenue de mettre en œuvre un *plan d'actions correctives*, axé sur le ou les problèmes ayant causé le *fonctionnement incorrect*, jusqu'à son achèvement. Les propriétaires de *système de protection*, tout au long de la mise en œuvre du *plan d'actions correctives*, sont tenus de le mettre à jour en cas de changement dans les activités ou le calendrier. Cet objectif vise à réduire la récurrence de *fonctionnements incorrects* de nature semblable afin de renforcer la fiabilité du *BES* et de réduire le plus possible les risques.

Voici un exemple de mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* visant un *fonctionnement incorrect* de relais qui appliquait un signal de déclenchement continu (se reporter à l'exemple E5a).

Exemple E6a : Actions – Le relais d'impédance est retiré du service le 2 juin 2014 parce qu'il applique un signal de déclenchement continu. On découvre un condensateur défectueux dans le relais d'impédance et on le remplace. Le relais d'impédance fonctionne correctement pendant les essais après le remplacement du condensateur ; il est remis en service le 5 juin 2014.

Le *plan d'actions correctives* est achevé le 25 juin 2014.

L'exemple suivant décrit la mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* visant un *fonctionnement incorrect* de relais qui appliquait un signal de déclenchement continu ; le plan comprend la correction de la défectuosité ainsi qu'un programme de remplacement systématique (se reporter à l'exemple E5b).

Exemple E6b : Actions – Le relais d'impédance est retiré du service le 2 juin 2014 parce qu'il applique un signal de déclenchement continu. On découvre un condensateur défectueux dans le relais d'impédance et on le remplace. Le relais d'impédance fonctionne correctement pendant les essais après le remplacement du condensateur ; il est remis en service le 5 juin 2014.

Un programme de remplacement préventif systématique des condensateurs de ce type de relais d'impédance est établi le 28 octobre 2014.

Le *plan d'actions correctives* est achevé le 28 octobre 2014.

L'exemple suivant décrit la mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* visant un relais défectueux, avec des interventions préventives touchant des installations semblables, et qui comporte un changement de calendrier (se reporter à l'exemple E5c).

Exemple E6c : Actions – Le relais d'impédance est retiré du service le 2 juin 2014 parce qu'il applique un signal de déclenchement continu. On découvre un condensateur défectueux dans le relais d'impédance et on le remplace. Le relais d'impédance fonctionne correctement pendant les essais après le remplacement du condensateur ; il est remis en service le 5 juin 2014.

Le remplacement des condensateurs de relais d'impédance a été achevé aux postes A, B et C le 16 août 2014. Le même remplacement a été mené à bien aux postes D, E et F le 24 octobre 2014. Le même remplacement aux postes G, H et I, prévu pour le 1er février 2015, a été reporté au 1er avril 2015 en raison d'une réaffectation de ressources ; il a été achevé le 9 mars 2015. Tous les postes indiqués dans l'évaluation ont été visités. Le *plan d'actions correctives* a été achevé le 9 mars 2015.

L'exemple suivant décrit la mise en œuvre d'un plan d'actions correctives concernant un problème de microprogramme, avec des interventions préventives touchant des installations semblables, et qui comporte un changement de calendrier (se reporter à l'exemple E5d).

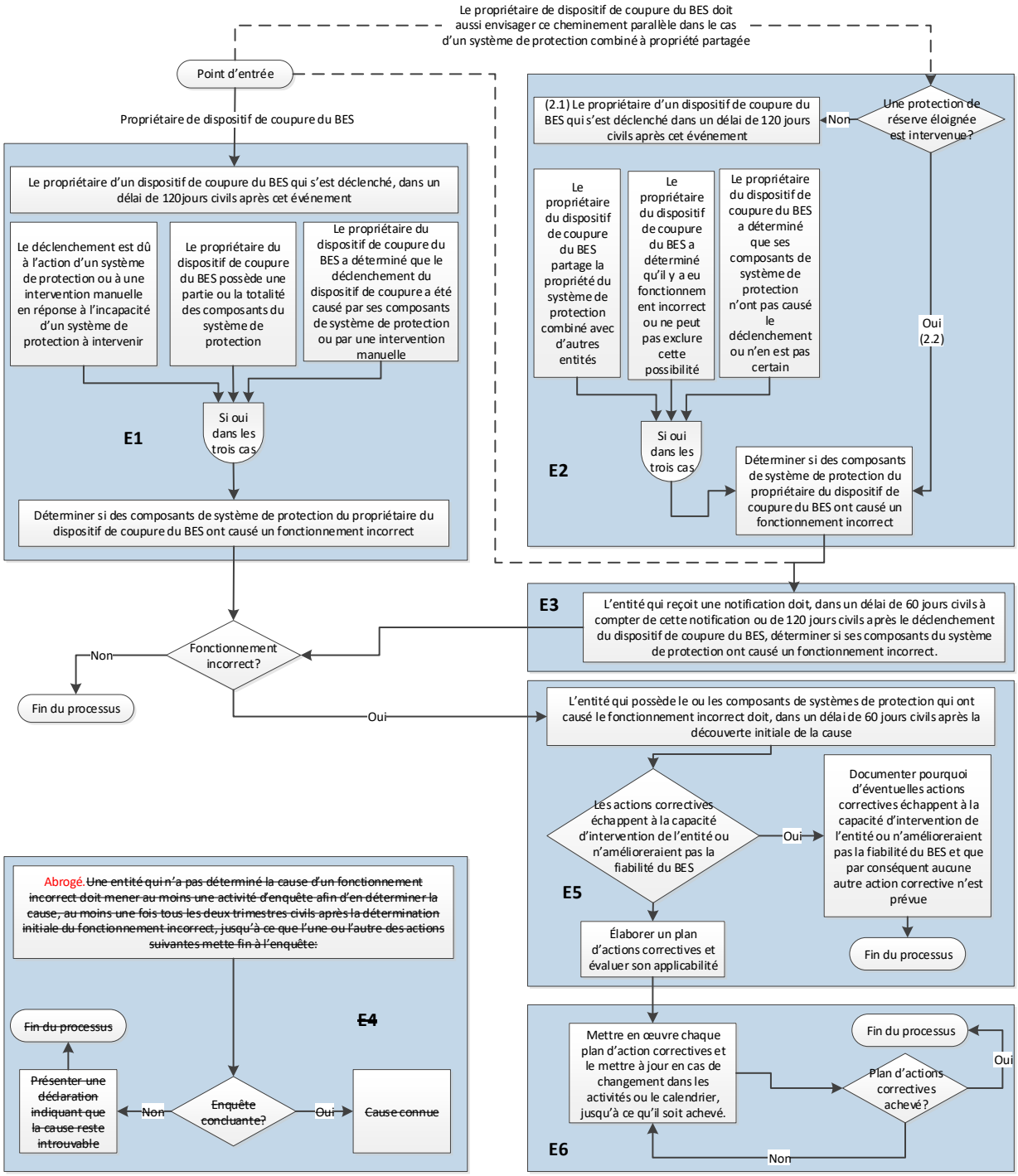
Exemple E6d : Actions – Le dossier de défectuosité est fourni au fabricant le 4 juin 2014. Le fabricant répond que le *fonctionnement incorrect* est dû à une erreur dans la version 2 du microprogramme, et recommande d'installer la version 3. Celle-ci est installée le 12 août 2014.

La version 3 du microprogramme est installée pour neuf des douze relais le 23 septembre 2014. Le fabricant fournit par la suite une mise à jour qui est jugée bénéfique pour les autres relais. Les trois autres relais sur les douze désignés comme ayant la version 2 du microprogramme sont mis à jour à la version 3.01 du microprogramme le 10 novembre 2014.

Le *plan d'actions correctives* est achevé le 10 novembre 2014.

Le *plan d'actions correctives* est achevé lorsque toutes les activités qui y sont inscrites ont été exécutées.

Schéma de déroulement : Voici une représentation visuelle des relations entre les exigences :



Annexe PRC-004-6-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-004-6 – Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière**.**

4.2. Installations

Remplacer toute référence au *système de production-transport d'électricité* (*BES*) par *réseau de transport principal* (*RTP*) à l'exception de l'alinéa 4.2.1.4 qui est retiré et de l'alinéa 4.2.1.5 qui est remplacé tel que ci-dessous:

4.2.1.4 L'alinéa 4.2.1.4 est retiré vu que *plan de défense* est remplacé par *automatisme de réseau* déjà inclus à l'alinéa 4.2.1.3.

4.2.1.5 *systèmes de protection* de groupes de production individuels faisant partie de *ressources de production décentralisées*, si la puissance nominale globale de ces installations du *RTP* touchées par les *fonctionnements incorrects* ne dépasse pas 75 MVA.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 4 mai 2021

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 4 mai 2021

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec: 1er octobre 2021
Date de mise en application pour les installations *RTP* qui ne sont pas également BPS : 1er juillet 2022

B. Exigences et mesures

Remplacer toute référence au *système de production-transport d'électricité* (*BES*) par *réseau de transport principal* (*RTP*).

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la norme de fiabilité visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière.

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Remplacer toute référence au s*ystème de production-transport d'électricité (BES*) par *réseau de transport principal* (*RTP*).

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Éclaircissements et commentaires techniques

Remplacer toute référence au *système de production-transport d'électricité* (*BES*) par *réseau de transport principal* (*RTP*).

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	4 mai 2021	Adoption de la nouvelle annexe (D-2021-058)	Nouvelle
2	19 janvier 2022	Ajout de la date de mise en application pour les installations *RTP* qui ne sont pas également *BPS* (D-2022-002)	Modification

A. Introduction

1. Titre : **Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine**

2. Numéro : **PRC-005-6**

3. Objet : Documenter et mettre en œuvre des programmes pour l'entretien de tous les *systèmes de protection*, les *réenclencheurs automatiques* et les *déclencheurs à pression soudaine* qui ont une incidence sur la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (*BES*), de manière qu'ils soient maintenus en bon état de marche.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1 *Propriétaire d'installation de transport*

4.1.2 *Propriétaire d'installation de production*

4.1.3 *Distributeur*

4.2. Installations :

4.2.1 *Systèmes de protection* et *déclencheurs à pression soudaine* servant à détecter des *défauts* sur les éléments du *BES* (lignes, jeux de barres, transformateurs, etc.)

4.2.2 *Systèmes de protection* de systèmes de délestage en sous-fréquence (DSF) installés selon les exigences de délestage en sous-fréquence de l'organisme de fiabilité électrique (ERO).

4.2.3 *Systèmes de protection* de systèmes de délestage en sous-tension (DST) servant à empêcher l'effondrement ou l'instabilité de la tension du réseau afin de maintenir la fiabilité du *BES*.

4.2.4 *Systèmes de protection* installés à titre d'*automatisme de réseau* (*RAS*) afin de maintenir la fiabilité du *BES*.

4.2.5 *Systèmes de protection* et *déclencheurs à pression soudaine* d'*installations* de production qui font partie du *BES* (sauf les groupes de production visés par l'inclusion I4 de la définition du *BES*), notamment les suivants :

4.2.5.1 *Systèmes de protection* servant à mettre hors circuit un groupe de production, directement ou par l'action de relais de verrouillage ou de relais de déclenchement auxiliaires.

4.2.5.2 *Systèmes de protection* et *déclencheurs à pression soudaine* de transformateurs élévateurs de groupes de production qui font partie du *BES*.

4.2.5.3 *Systèmes de protection* et *déclencheurs à pression soudaine* de services auxiliaires ou de transformateurs d'excitation raccordés au jeu de barres de groupes de production qui font partie du *BES*, dont la fonction est de mettre hors circuit le groupe de production directement ou par l'action de relais de verrouillage ou de relais de déclenchement auxiliaires.

4.2.6 *Systèmes de protection* et *déclencheurs à pression soudaine* des *installations* de production suivantes qui font partie du *BES*, dans le cas des *ressources de production décentralisées* visées par l'inclusion I4 de la définition du *BES* :

4.2.6.1 *Systèmes de protection* et *déclencheurs à pression soudaine* d'*installations* servant à regrouper une production décentralisée qui fait partie du *BES*, entre le point où cette production combinée dépasse 75 MVA et le point commun de raccordement à une tension d'au moins 100 kV.

4.2.7 *Réenclencheurs automatiques*[1], y compris :

4.2.7.1 un *réenclencheur automatique* appliqué aux bornes d'*éléments* raccordés au jeu de barres du *BES* situé dans des postes de centrale électrique, si la capacité installée brute totale de la centrale est supérieure à la capacité brute du plus grand groupe de production du *BES* dans la *zone d'équilibrage* ou, dans le cas d'un membre de *groupe de partage des réserves*, le plus grand groupe de production au sein du *groupe de partage des réserves*[2] :

4.2.7.2 un *réenclencheur automatique* appliqué aux bornes de tous les *éléments* du *BES* à des postes distants d'un jeu de barres des centrales électriques dont il est question à la section 4.2.7.1, si le poste est situé à moins de 10 milles de circuit du poste de centrale électrique :

4.2.7.3 un *réenclencheur automatique* faisant partie intégrante d'un *automatisme de réseau* spécifié à la section 4.2.4.

5. Date d'entrée en vigueur :

Voir le plan de mise en œuvre de cette norme.

6. Définitions de termes utilisés dans la norme :

Réenclencheur automatique – Comprend les *composants* suivants :

- relais réenclencheur ;
- relais ou fonctions de surveillance, c'est-à-dire des relais ou fonctions qui jouent un rôle de contrôle de tension ou de synchronisme et qui activent ou désactivent le fonctionnement du relais réenclencheur ;
- capteurs de tension associés aux relais ou fonctions de surveillance ;

1. Le *réenclencheur automatique* spécifié aux sections 4.2.7.1 et 4.2.7.2 peut être exclu si le propriétaire de l'équipement peut démontrer qu'un défaut triphasé rapproché qui persiste pendant deux fois le délai d'élimination normal d'un défaut (soit au moins un déclenchement, une refermeture et un déclenchement) n'entraîne pas la perte dans l'*Interconnexion* d'une production brute totale dépassant la capacité brute du plus grand groupe de production du *BES* pertinent auquel est appliqué le *réenclencheur automatique*.
2. Le plus grand groupe de production du *BES* dans une *zone d'équilibrage* ou le plus grand groupe de production au sein d'un *groupe de partage des réserves*, selon le cas, est susceptible de changer. Par suite d'un tel changement, les *composants* de *réenclencheur automatique* visés par la norme pourraient changer, à compter de la date d'un tel changement.

- circuits de contrôle associés au relais réenclencheur ou aux relais ou fonctions de surveillance.

Déclencheur à pression soudaine – Système qui déclenche un ou des appareils de coupure afin d'isoler l'équipement qu'il surveille, et qui comprend les *composants* suivants :

- relais de surpression de *défaut* – relais ou autre dispositif mécanique qui détecte un changement rapide de pression de gaz, de pression d'huile ou de débit d'huile causé par un *défaut* dans un équipement bobiné à bain d'huile :
- circuits de contrôle associés à un relais de surpression de défaut.

Problème d'entretien non résolu – Lacune découverte pendant une activité d'entretien qui entraîne un niveau de performance insatisfaisant du *composant*, qui ne peut pas être corrigée pendant l'intervalle d'entretien et qui nécessite une action corrective de suivi.

Segment – Ensemble de *composants* répondant à une norme de conception uniforme ou correspondant à un modèle ou à un type particulier d'un même fabricant, qui ont normalement d'autres facteurs communs. Un niveau de performance uniforme est attendu de toute la population d'un *segment*. Un *segment* doit comporter au moins 60 *composants*.

Type de composant

- L'un ou l'autre des cinq éléments précisés dans la définition d'un *système de protection*.
- L'un ou l'autre des quatre éléments précisés dans la définition d'un *réenclencheur automatique*.
- L'un ou l'autre des deux éléments précisés dans la définition d'un *déclencheur à pression soudaine*.

Composant – Tout dispositif distinct compris dans un *système de protection*, un *réenclencheur automatique* ou un *déclencheur à pression soudaine*.

Événement dénombrable – Toute défaillance d'un *composant* nécessitant sa réparation ou son remplacement, toute condition constatée au cours des activités d'entretien des tableaux 1-1 à 1-5, 3, 4-1 à 4-3 et 5 et nécessitant une action corrective, ou tout *fonctionnement incorrect* d'un *système de protection* attribuable à une défaillance matérielle ou d'étalonnage. Les *fonctionnements incorrects* attribuables à des erreurs de conception de produit, ou à des erreurs de programmation, à des réglages de relais non conformes aux spécifications, à des erreurs de configuration ou d'application de *composants* de *systèmes de protection*, de *réenclencheurs automatiques* ou de *déclencheurs à pression soudaine* ne sont pas considérés comme des *événements dénombrables*.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit établir un *programme d'entretien de systèmes de protection* (*PSMP*) pour ses *systèmes de protection*, ses *réenclencheurs automatiques* ou ses *déclencheurs à pression soudaine* tels que définis à la section 4.2, Installations.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps différé]

Le *PSMP* doit :

1.1. indiquer quelle méthode d'entretien (à intervalles préétablis, selon la performance d'après l'annexe A de la norme PRC-005, ou une combinaison des deux méthodes) est adoptée pour chaque *type de composant* de *système de protection*, de *réenclencheur automatique* ou de *déclencheur à pression soudaine*. Toutes les batteries associées au *type de composant* « alimentation à c.c. de poste » d'un *système de protection* doivent être régies par un programme d'entretien à intervalles préétablis conforme aux tableaux 1-4 et 3.

1.2. indiquer les attributs pertinents de surveillance de *composant* qui s'appliquent à chaque *type de composant* de *système de protection*, de *réenclencheur automatique* ou de *déclencheur à pression soudaine* selon les intervalles d'entretien prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5 si la surveillance vise à augmenter les intervalles d'entretien au-delà des valeurs spécifiées pour des *composants* de *système de protection*, de *réenclencheur automatique* ou de *déclencheur à pression soudaine* non surveillés.

M1. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit avoir un *PSMP* documenté conformément à l'exigence E1.

Pour chaque *type de composant* de *système de protection*, de *réenclencheur automatique* ou de *déclencheur à pression soudaine*, la documentation doit indiquer la méthode d'entretien adoptée (à intervalles préétablis, selon la performance ou une combinaison des deux méthodes), et doit indiquer que toutes les batteries associées au *type de composant* « alimentation à c.c. de poste » figurent dans un programme d'entretien à intervalles préétablis conforme aux tableaux 1-4 et 3 (alinéa 1.1).

Pour les *types de composant* dont la surveillance permet d'allonger l'intervalle d'entretien, la ou les entités responsables doivent avoir une ou des pièces justificatives, pour chaque *type de composant* de *système de protection*, de *réenclencheur automatique* ou de *déclencheur à pression soudaine* (comme une fiche technique ou des dessins techniques du fabricant), attestant des attributs de surveillance de *composant* conformément aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5 (alinéa 1.2 de l'exigence E1)

E2. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* qui adopte dans son *PSMP* des intervalles d'entretien liés à la performance doit établir et maintenir ces intervalles conformément à l'annexe A de la norme PRC-005.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps différé]

M2. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* qui adopte des intervalles d'entretien liés à la performance doit avoir une ou des pièces justificatives attestant que son ou ses programmes courants d'entretien selon la performance sont conformes à l'exigence E2. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des listes de *composants*, des fiches d'entretien datées et des fiches et résultats d'analyse datés.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* qui applique un programme d'entretien à intervalles préétablis pour les *composants* de ses *systèmes de protection*, *réenclencheurs automatiques* ou *déclencheurs à pression soudaine* doit assurer l'entretien de ceux-ci conformément aux activités minimales et aux intervalles maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps différé]

M3. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* qui applique un programme d'entretien à intervalles préétablis doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a assuré l'entretien des *composants* de *système de protection*, de *réenclencheur automatique* et de *déclencheur à pression soudaine* visés par le programme en question conformément à l'exigence E3. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des fiches ou des sommaires d'entretien datés, des listes de contrôle datées, des rapports d'inspection datés ou des bons de commande datés.

E4. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* qui applique un programme d'entretien selon la performance en vertu de l'exigence E2 doit mettre en œuvre son *PSMP* et en assurer le suivi pour les *composants* de *système de protection*, de *réenclencheur automatique* et de *déclencheur à pression soudaine* visés par le programme en question.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps différé]

M4. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* qui adopte des intervalles d'entretien liés à la performance en vertu de l'exigence E2 doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a mis en œuvre le *PSMP* pour les *composants* de *système de protection*, de *réenclencheur automatique* et de *déclencheur à pression soudaine* visés par son programme d'entretien selon la performance conformément à l'exigence E4. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des fiches ou des sommaires d'entretien datés, des listes de contrôle datées, des rapports d'inspection datés ou des bons de commande datés.

E5. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit démontrer qu'il s'efforce de corriger les *problèmes d'entretien non résolus*.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps différé]

M5. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il s'est efforcé de corriger les *problèmes d'entretien non résolus* conformément à l'exigence E5. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des ordres de travail, des commandes de *composants* de rechange, des factures, des calendriers de projet avec étapes franchies, des autorisations de retour d'équipement ou des bons de commande.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant la conformité indiqués ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

Aux fins de l'exigence E1, chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit conserver la version courante datée de son *PSMP*, ainsi que toute version devenue périmée depuis l'audit de conformité le plus récent, y compris la documentation qui précise le type de programme d'entretien adopté pour chaque *type de composant* de *système de protection*, de *réenclencheur automatique* et de *déclencheur à pression soudaine*.

Aux fins des exigences E2, E3 et E4, dans les cas où l'intervalle entre les activités d'entretien est plus long que le cycle d'audit, le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent chacun conserver une documentation de la plus récente exécution de l'activité d'entretien pour le *composant* de *système de protection*, de *réenclencheur automatique* ou de *déclencheur à pression soudaine*. Dans les cas où l'intervalle entre les activités d'entretien est plus court que le cycle d'audit, ces entités doivent conserver la documentation de toutes les exécutions (conformément aux tableaux) de l'activité d'entretien pour le *composant* de *système de protection*, de *réenclencheur automatique* ou de *déclencheur à pression soudaine* depuis la date de l'audit programmé le plus récent.

Aux fins de l'exigence E5, le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent chacun conserver une documentation des *problèmes d'entretien non résolus* constatés par l'entité depuis le dernier audit, y compris tous ceux qui ont été résolus depuis le dernier audit.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations de non-conformité

Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

Tableau des éléments de conformité

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Le *PSMP* de l'entité n'indique pas, pour un des *types de composant*, si l'entité a adopté une méthode d'entretien à intervalles préétablis, selon la performance, ou une combinaison des deux. (Alinéa 1.1).	Le *PSMP* de l'entité n'indique pas, pour deux des *types de composant*, si l'entité a adopté une méthode d'entretien à intervalles préétablis, selon la performance, ou une combinaison des deux. (Alinéa 1.1).	Le *PSMP* de l'entité n'indique pas, pour trois des *types de composant*, si l'entité a adopté une méthode d'entretien à intervalles préétablis, selon la performance, ou une combinaison des deux. (Alinéa 1.1). OU Le *PSMP* de l'entité n'indique pas les attributs de surveillance qui s'appliquent à chaque *type de composant* en rapport avec les intervalles d'entretien prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5, si la surveillance vise à augmenter les intervalles d'entretien au-delà des valeurs spécifiées pour des *composants* non surveillés. (Alinéa 1.2).	L'entité n'a pas établi de *PSMP*. OU Le *PSMP* de l'entité n'indique pas, pour au moins quatre des *types de composant*, si l'entité a adopté une méthode d'entretien à intervalles préétablis, selon la performance, ou une combinaison des deux. (Alinéa 1.1). OU Le *PSMP* de l'entité ne prévoit pas de programme d'entretien à intervalles préétablis pour les batteries d'alimentation de poste applicables. (Alinéa 1.1).

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	L'entité a adopté dans son *PSMP* des intervalles d'entretien liés à la performance, mais n'a pas réduit le taux d'*événements dénombrables* à un maximum de 4 % dans un délai de trois ans.	S. O.	L'entité a adopté dans son *PSMP* des intervalles d'entretien liés à la performance, mais n'a pas réduit le taux d'*événements dénombrables* à un maximum de 4 % dans un délai de quatre ans.	L'entité a adopté dans son *PSMP* des intervalles d'entretien liés à la performance, mais : 1) n'a pas justifié techniquement, selon l'exigence E2, l'adoption initiale d'un *PSMP* selon la performance ; OU 2) n'a pas réduit le taux d'*événements dénombrables* à un maximum de 4 % dans un délai de cinq ans ; OU 3) a utilisé un *segment* comportant moins de 60 *composants* ; OU 4) n'a pas : • mis à jour annuellement la liste des *composants* ; OU • procédé annuellement à l'entretien de 5 % des *composants* d'un *segment* ou de 3 *composants*, selon la valeur la plus élevée ; OU • analysé annuellement les activités et les résultats du *PSMP* pour chaque *segment*.

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Dans le cadre d'un programme d'entretien à intervalles préétablis, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien, conformément aux activités minimales et aux intervalles maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5 pour 5 % ou moins des *composants* d'un *type de composant* donné.	Dans le cadre d'un programme d'entretien à intervalles préétablis, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien, conformément aux activités minimales et aux intervalles maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5, pour plus de 5 % mais au plus 10 % des *composants* d'un *type de composant* donné.	Dans le cadre d'un programme d'entretien à intervalles préétablis, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien, conformément aux activités minimales et aux intervalles maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5, pour plus de 10 % mais au plus 15 % des *composants* d'un *type de composant* donné.	Dans le cadre d'un programme d'entretien à intervalles préétablis, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien, conformément aux activités minimales et aux intervalles maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5, pour plus de 15 % des *composants* d'un *type de composant* donné.
E4	Dans le cadre d'un programme d'entretien selon la performance, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien annuel programmé, conformément à son *PSMP*, pour 5 % ou moins des *composants* d'un *type de composant* donné.	Dans le cadre d'un programme d'entretien selon la performance, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien annuel programmé, conformément à son *PSMP*, pour plus de 5 % mais au plus 10 % des *composants* d'un *type de composant* donné.	Dans le cadre d'un programme d'entretien selon la performance, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien annuel programmé, conformément à son *PSMP*, pour plus de 10 % mais au plus 15 % des *composants* d'un *type de composant* donné.	Dans le cadre d'un programme d'entretien selon la performance, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien annuel programmé, conformément à son *PSMP*, pour plus 15 % des *composants* d'un *type de composant* donné.
E5	L'entité ne s'est pas efforcée de corriger les *problèmes d'entretien non résolus* dans 5 cas ou moins.	L'entité ne s'est pas efforcée de corriger les *problèmes d'entretien non résolus* dans plus de 5 cas, mais au plus 10 cas.	L'entité ne s'est pas efforcée de corriger les *problèmes d'entretien non résolus* dans plus de 10 cas, mais au plus 15 cas.	L'entité ne s'est pas efforcée de corriger les *problèmes d'entretien non résolus* dans plus de 15 cas.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

Documents de référence supplémentaires

Les documents suivants présentent un exposé détaillé sur la détermination des intervalles d'entretien et d'autres renseignements utiles concernant l'établissement d'un programme d'entretien.

1. *Supplementary Reference and FAQ – PRC-005-6 Protection System Maintenance*, équipe de rédaction des normes sur l'entretien et les essais des systèmes de protection (juillet 2015).
2. *Considerations for Maintenance and Testing of Auto-reclosing Schemes,* sous-comité sur l'analyse et la modélisation du réseau de la NERC et sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC (novembre 2012).
3. *Sudden Pressure Relays and Other Devices that Respond to Non-Electrical Quantities – SPCS Input for Standard Development in Response to FERC Order No. 758,* Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC (décembre 2013).
4. *Sudden Pressure Relays and Other Devices that Respond to Non-Electrical Quantities –* Information complémentaire au projet 2007-17.3 sur l'entretien et les essais des systèmes de protection (31 octobre 2014).

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	8 février 2005	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouvelle norme
1	7 février 2006	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	1. Remplacement de certains tirets incorrects (-) par des tirets courts (–) ou des tirets longs (—). 2. Ajout de « points » aux éléments lorsque approprié. 3. Remplacement de « Timeframe » par « Time Frame » à la section D.1.2.
1	16 mars 2007	Approbation de la norme PRC-005-1 par la FERC ; dossier RM06-16-000	
1a	17 février 2011	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Ajout de l'annexe 1 : interprétation relative à l'applicabilité de la norme à la protection des transformateurs raccordés radialement, rédigée dans le cadre du projet 2009-17.
1a	26 septembre 2011	Approbation par la FERC ; dossier RD11-5-000	

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1b	5 novembre 2009	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Interprétation des exigences E1, E1.1 et E1.2 préparée dans le cadre du projet 2009-10.
1b	3 février 2012	Ordonnance de la FERC approuvant la définition révisée de *système de protection*	Selon la note 8 de l'ordonnance de la FERC, la définition de *système de protection* supplante l'interprétation « b » de la norme PRC-005-1b à la date d'entrée en vigueur de la définition modifiée (le 1er avril 2013) Voir *N. Amer. Elec. Reliability Corp.*, 138 FERC ¶ 61,095 (3 février 2012).
1b	3 février 2012	Approbation de la norme PRC-005-1b par la FERC ; dossier RM10-5-000	
1.1b	9 mai 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Errata dans le cadre du projet 2010-07 : éclaircissement de l'inclusion des *installations* de raccordement de la production dans les responsabilités du *propriétaire d'installation de production*.
1.1b	19 septembre 2013	Approbation de la norme PRC-005-1.1b par la FERC ; dossier RM12-16-000	
2	7 novembre 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Projet 2007-17 – Refonte complète, incorporant des exigences d'entretien des normes PRC-005-1.1b, PRC-008-0, PRC-011-0 et PRC-017-0.
2	17 octobre 2013	Approbation par le comité de normalisation de la NERC	Erratum : Le comité de normalisation approuve un erratum relatif au plan de mise en œuvre de la norme PRC-005-2 consistant en l'ajout du passage suivant : « ou selon les modalités d'approbation prévues par la loi en ce qui concerne les organismes gouvernementaux tenant lieu d'organisation de fiabilité du service d'électricité » dans la section « Abandon des normes existantes ». (Le numéro de version de la norme ne change pas.)
2	19 décembre 2013	Approbation de la norme PRC-005-2 par la FERC ; dossier RM13-7-000	
2	7 mars 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Changement du niveau VSL de l'exigence E1 en réponse à une prescription de la FERC. (Le numéro de version de la norme ne change pas.)

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
2(i)	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision de l'applicabilité dans le cadre du projet 2014-01 afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du *BES*.
2(i)	29 mai 2015	Approbation de la norme PRC-005-2(i) par la FERC ; dossier RD15-3-000	
2(ii)	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Remplacement dans la version anglaise des termes « Special protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »
3	7 novembre 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision selon une prescription de l'Ordonnance 758 de la FERC afin d'étendre les programmes d'entretien aux *réenclencheurs automatiques*.
3	12 février 2014	Approbation par le comité de normalisation de la NERC	Erratum : Le comité de normalisation approuve les errata visant à corriger l'emploi des majuscules dans la version anglaise de certains termes définis à l'intérieur des définitions des termes *problème d'entretien non résolu* et *programme d'entretien de systèmes de protection*. Ces changements seront reproduits dans la section de définitions de la norme PRC-005-3 pour le terme *problème d'entretien non résolu* et dans le glossaire de la NERC pour le terme *programme d'entretien de systèmes de protection*. (Le numéro de version de la norme ne change pas.)
3	7 mars 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Changement du niveau VSL de l'exigence E1 en réponse à une prescription de la FERC. (Le numéro de version de la norme ne change pas.)
3	22 janvier 2015	Approbation de la norme PRC-005-3 par la FERC ; dossier RM14-8-000	
3(i)	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision de l'applicabilité dans le cadre du projet 2014-01 afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du *BES*.
3(i)	29 mai 2015	Approbation de la norme PRC-005-3(i) par la FERC ; dossier RD15-3-000	

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
3(ii)	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Remplacement dans la version anglaise des termes « Special protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »
4	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Ajout des *déclencheurs à pression soudaine* en réponse à l'Ordonnance 758 de la FERC.
4	17 septembre 2015	Approbation de la norme PRC-005-4 par la FERC ; dossier RM15-9-000	
5	7 mai 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision de l'applicabilité dans le cadre du projet 2014-01 afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du *BES*.
6	5 novembre 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Ajout des relais de surveillance, des capteurs de tension et des circuits de contrôle associés à la définition de *réenclencheur automatique*, selon les prescriptions de l'Ordonnance 803 de la FERC.
6	18 décembre 2015	Ordonnance de la FERC approuvant la version PRC-005-6 (dossier RD16-2-000).	

Tableau 1-1 *Type de composant* – Relais de protection À l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3)		
Attributs de *composant*	**Intervalle d'entretien maximal[3]**	**Activités d'entretien minimales**
Tout relais de protection non surveillé qui n'a pas tous les attributs de surveillance d'une des catégories ci-dessous.	6 années civiles	Pour tous les relais non surveillés : • vérifier que les réglages sont conformes aux spécifications. Pour les relais autres qu'à microprocesseur : • mettre à l'essai et réétalonner si nécessaire. Pour les relais à microprocesseur : • vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au bon fonctionnement du *système de protection* : • vérifier la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
Relais de protection à microprocesseur surveillés ayant les attributs suivants : • Autodiagnostic interne et alarme (voir le tableau 2). • Au moins trois échantillonnages de l'onde de tension ou de courant par cycle, et numérisation des échantillons en vue des calculs par le microprocesseur. • Alarmes de panne d'alimentation électrique (voir le tableau 2).	12 années civiles	Vérifier : • que les réglages sont conformes aux spécifications : • le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au bon fonctionnement du *système de protection* : • la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
Relais de protection à microprocesseur surveillés ayant les attributs de la rangée précédente, plus les suivants : • Mesures c.a. comparées en permanence à une référence c.a. indépendante, avec alarme en cas d'écart excessif (voir le tableau 2). • Surveillance de certaines ou de la totalité des entrées binaires ou d'état et des sorties de commande par un moyen qui en confirme en permanence le bon fonctionnement, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2). • Alarme en cas de changement de réglages (voir le tableau 2).	12 années civiles	Vérifier seulement les entrées et sorties de relais non surveillées qui sont essentielles au bon fonctionnement du *système de protection*.

3. Pour les tableaux de la présente norme, une année civile commence le premier jour de l'année (le 1er janvier) qui suit la fin d'une activité d'entretien, et un mois civil commence le premier jour du mois qui suit la fin d'une activité d'entretien.

Tableau 1-2 *Type de composant* – Systèmes de communication À l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3)		
Attributs de *composant*	**Intervalle d'entretien maximal**	**Activités d'entretien minimales**
Tout système de communication non surveillé nécessaire au bon fonctionnement des fonctions de protection, et n'ayant pas tous les attributs de surveillance d'une des catégories ci-dessous.	4 mois civils	Vérifier que le système de communication est fonctionnel.
	6 années civiles	Vérifier que le système de communication respecte les critères de performance pertinents à la technologie de communication utilisée (niveau de signal, puissance réfléchie, taux d'erreur binaire, etc.). Vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du système de communication qui sont essentielles au bon fonctionnement du *système de protection*.
Tout système de communication avec surveillance continue ou essais périodiques automatisés de présence de la fonction de canal, et avec alarme de perte de fonction (voir le tableau 2).	12 années civiles	Vérifier que le système de communication respecte les critères de performance pertinents à la technologie de communication utilisée (niveau de signal, puissance réfléchie, taux d'erreur binaire, etc.). Vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du système de communication qui sont essentielles au bon fonctionnement du *système de protection*.
Tout système de communication ayant tous les attributs suivants : • Surveillance continue ou essais périodiques automatisés de la performance du canal selon des critères pertinents à la technologie de communication utilisée (niveau de signal, puissance réfléchie, taux d'erreur binaire, etc.) et alarme de dégradation excessive de la performance (voir le tableau 2). • Surveillance de certaines ou de la totalité des entrées binaires ou d'état et des sorties de commande par un moyen qui en confirme en permanence le bon fonctionnement, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2).	12 années civiles	Vérifier seulement les entrées et les sorties non surveillées du système de communication qui sont essentielles au bon fonctionnement du *système de protection*.

Tableau 1-3 ***Type de composant* – Dispositifs sensibles à la tension ou au courant fournissant des signaux à des relais de protection** **À l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3)**		
Attributs de *composant*	**Intervalle d'entretien maximal**	**Activités d'entretien minimales**
Tout dispositif sensible à la tension ou au courant n'ayant pas les attributs de surveillance de la catégorie ci-dessous.	12 années civiles	Vérifier que des valeurs de signal de courant et de tension sont fournies au relais de protection.
Dispositifs sensibles à la tension ou au courant connectés à un relais à microprocesseur avec des mesures c.a. qui sont surveillées en permanence par comparaison entre la valeur du signal captée (mesurée par le relais à microprocesseur) et une référence c.a. indépendante, avec alarme en cas d'erreur inacceptable ou de défaillance (voir le tableau 2).	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.

Tableau 1-4 a) ***Type de composant* – Alimentation à c.c. de poste de *système de protection* équipée de batteries au plomb de type ouvert, à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3)** **À l'exclusion des alimentations à c.c. de poste de *système de protection* utilisées uniquement pour des dispositifs de coupure hors *BES* de *plans de défense* et de systèmes de DSF et de DST non répartis (voir le tableau 1-4 e))**		
Attributs de *composant*	**Intervalle d'entretien maximal**	**Activités d'entretien minimales**
Alimentation à c.c. de poste de *système de protection* équipée de **batteries au plomb de type ouvert** n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 f).	4 mois civils	Vérifier : • la tension de l'alimentation à c.c. de poste. Inspecter : • le niveau d'électrolyte ; • à la recherche de contacts à la terre accidentels.
	18 mois civils	Vérifier : • la tension d'entretien du chargeur de batteries ; • la continuité des batteries ; • la résistance de connexion aux bornes des batteries ; • la résistance de connexion entre éléments de batterie ou entre batteries. Inspecter : • l'état de tous les éléments de batterie s'ils sont visibles, ou mesurer la valeur ohmique interne des éléments ou des batteries si les éléments ne sont pas visibles ; • l'état de l'étagère à batteries.
	18 mois civils OU 6 années civiles	Vérifier que les batteries d'alimentation de poste ont conservé leur performance d'origine en comparant des mesures d'élément ou de batterie indicatives de la performance (valeurs ohmiques internes, courant d'entretien, etc.) aux valeurs de référence des batteries. OU Vérifier que les batteries d'alimentation de poste ont conservé leur performance d'origine en procédant à un essai de performance ou de capacité modifié pour l'ensemble du groupe de batteries.

Tableau 1-4 b) ***Type de composant* – Alimentation à c.c. de poste de *système de protection* équipée de batteries au plomb de type étanche, à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3)** **À l'exclusion des alimentations à c.c. de poste de *système de protection* utilisées uniquement pour des dispositifs de coupure hors *BES* de *plans de défense* et de systèmes de DSF et de DST non répartis (voir le tableau 1-4 e))**		
Attributs de *composant*	**Intervalle d'entretien maximal**	**Activités d'entretien minimales**
Alimentation à c.c. de poste de *système de protection* équipée de batteries au plomb de type étanche n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 f).	4 mois civils	Vérifier : • la tension de l'alimentation à c.c. de poste. Inspecter : • à la recherche de contacts à la terre accidentels.
	6 mois civils	Inspecter : • l'état de tous les éléments de batterie en mesurant leur valeur ohmique interne.
	18 mois civils	Vérifier : • la tension d'entretien du chargeur de batteries ; • la continuité des batteries ; • la résistance de connexion aux bornes des batteries ; • la résistance de connexion entre éléments de batterie ou entre batteries. Inspecter : • l'état de l'étagère à batteries.
	6 mois civils OU 3 années civiles	Vérifier que les batteries d'alimentation de poste ont conservé leur performance d'origine en comparant des mesures d'élément ou de batterie indicatives de la performance (valeurs ohmiques internes, courant d'entretien, etc.) aux valeurs de référence des batteries. OU Vérifier que les batteries d'alimentation de poste ont conservé leur performance d'origine en procédant à un essai de performance ou de capacité modifié pour l'ensemble du groupe de batteries.

Tableau 1-4 c) ***Type de composant* – Alimentation à c.c. de poste de *système de protection* équipée de batteries au nickel-cadmium, à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3)** **À l'exclusion des alimentations à c.c. de poste de *système de protection* utilisées uniquement pour des dispositifs de coupure hors *BES* de *plans de défense* et de systèmes de DSF et de DST non répartis (voir le tableau 1-4 e))**		
Attributs de *composant*	**Intervalle d'entretien maximal**	**Activités d'entretien minimales**
Alimentation à c.c. de poste de *système de protection* équipée de **batteries au nickel-cadmium** n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 f).	4 mois civils	Vérifier : • la tension de l'alimentation à c.c. de poste. Inspecter : • le niveau d'électrolyte ; • à la recherche de contacts à la terre accidentels.
	18 mois civils	Vérifier : • la tension d'entretien du chargeur de batteries ; • la continuité des batteries ; • la résistance de connexion aux bornes des batteries ; • la résistance de connexion entre éléments de batterie ou entre batteries. Inspecter : • l'état de tous les éléments de batterie ; • l'état de l'étagère à batteries.
	6 années civiles	Vérifier que les batteries d'alimentation de poste ont conservé leur performance d'origine en procédant à un essai de performance ou de capacité modifié pour l'ensemble du groupe de batteries.

Tableau 1-4 d) ***Type de composant* – Alimentation à c.c. de poste de *système de protection* avec stockage d'énergie autre qu'à batteries, à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3)** **À l'exclusion des alimentations à c.c. de poste de *système de protection* utilisées uniquement pour des dispositifs de coupure hors *BES* de *plans de défense* et de systèmes de DSF et de DST non répartis (voir le tableau 1-4 e))**		
Attributs de *composant*	**Intervalle d'entretien maximal**	**Activités d'entretien minimales**
Toute alimentation à c.c. de poste de *système de protection* autre qu'à batteries et n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 f).	4 mois civils	Vérifier : • la tension de l'alimentation à c.c. de poste. Inspecter : • à la recherche de contacts à la terre accidentels.
	18 mois civils	Inspecter : • l'état de l'alimentation à c.c. de poste autre qu'à batteries.
	6 années civiles	Vérifier que l'alimentation à c.c. de poste peut fonctionner selon ses performances d'origine lorsque l'alimentation c.a. est absente.

Tableau 1-4 e) ***Type de composant* – Alimentation à c.c. de poste de *système de protection* pour dispositifs de coupure hors *BES* de *plans de défense* et de systèmes de DSF et de DST non répartis**		
Attributs de *composant*	**Intervalle d'entretien maximal**	**Activités d'entretien minimales**
Toute alimentation à c.c. de poste d'un *système de protection* servant à déclencher uniquement des dispositifs de coupure hors *BES* faisant partie d'un *automatisme de réseau* ou d'un système de DSF ou de DST non réparti, et n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 f).	Lors de la vérification des circuits de contrôle (voir le tableau 1-5)	Vérifier la tension de l'alimentation à c.c. de poste.

Tableau 1-4 f) Exclusions concernant les dispositifs et systèmes de surveillance des alimentations de poste à c.c. de *système de protection*		
Attributs de *composant*	**Intervalle d'entretien maximal**	**Activités d'entretien minimales**
Toute alimentation à c.c. de poste avec surveillance de minimum et de maximum de tension du chargeur de batteries et alarme permettant de détecter une surtension ou une défaillance du chargeur (voir le tableau 2).	Pas d'indication d'entretien périodique	Des vérifications périodiques de la tension de l'alimentation à c.c. de poste ne sont pas requises.
Toute alimentation à c.c. de poste à batteries avec surveillance et alarme de niveau d'électrolyte pour chaque élément (voir le tableau 2).		Des inspections périodiques du niveau d'électrolyte de chaque élément ne sont pas requises.
Toute alimentation à c.c. de poste avec surveillance et alarme de contact à la terre accidentel (voir le tableau 2).		Des détections périodiques de contacts c.c. à la terre accidentels ne sont pas requises.
Toute alimentation à c.c. de poste avec surveillance et alarme de tension d'entretien du chargeur assurant l'application d'une tension d'entretien correcte aux batteries de l'alimentation à c.c. de poste (voir le tableau 2).		Des vérifications périodiques de la tension d'entretien du chargeur ne sont pas requises.
Toute alimentation à c.c. de poste à batteries avec surveillance et alarme de continuité de la chaîne de batteries (voir le tableau 2).		Des vérifications périodiques de la continuité de la chaîne de batteries ne sont pas requises.
Toute alimentation à c.c. de poste à batteries avec surveillance et alarme de résistance entre éléments et directement aux bornes du groupe de batteries (voir le tableau 2).		Des vérifications périodiques de la résistance entre éléments et aux bornes ne sont pas requises.
Toute batterie d'alimentation de poste au plomb de type étanche ou ouvert avec surveillance et alarme de valeur ohmique interne ou de courant d'entretien, et comparaison des valeurs mesurées à des valeurs ohmiques internes de référence pour chaque élément ou batterie (voir le tableau 2).		Des comparaisons périodiques des valeurs mesurées des éléments ou batteries par rapport à des valeurs de référence ne sont pas requises pour vérifier que les batteries d'alimentation de poste ont conservé leur performance d'origine.
Toute batterie d'alimentation de poste au plomb de type étanche ou ouvert avec surveillance et alarme de valeur ohmique interne de chaque élément ou batterie (voir le tableau 2).		Des inspections périodiques de l'état de toutes les batteries d'alimentation de poste au plomb de type étanche ou ouvert par la mesure des valeurs ohmiques internes ne sont pas requises.

Tableau 1-5 ***Type de composant* – Circuits de contrôle associés à des fonctions de protection, à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3), de *réenclencheurs automatiques* (voir le tableau 4) et de *déclencheurs à pression soudaine* (voir le tableau 5)** **Remarque : Les exigences de ce tableau s'appliquent à tous les *composants* de circuit de contrôle de *systèmes de protection* et de *plans de défense*, sauf indication particulière.**		
Attributs de *composant*	**Intervalle d'entretien maximal**	**Activités d'entretien minimales**
Bobines de déclenchement ou actionneurs de disjoncteurs, d'appareils de coupure ou de dispositifs d'atténuation (sans égard à la surveillance des circuits de contrôle).	6 années civiles	Vérifier que chaque bobine de déclenchement est capable d'actionner le disjoncteur, l'appareil de coupure ou le dispositif d'atténuation.
Verrouillages électromécaniques situés directement dans un trajet de déclenchement entre le relais de protection et la bobine de déclenchement de l'appareil de coupure (sans égard à la surveillance des circuits de contrôle).	6 années civiles	Vérifier le fonctionnement électrique des verrouillages électromécaniques.
Circuits de contrôle non surveillés associés à un *automatisme de réseau*. (Pour les *plans de défense* qui comportent un *réenclencheur automatique*, voir le tableau 4-2 b).)	12 années civiles	Vérifier tous les trajets de circuit de contrôle qui sont essentiels au bon fonctionnement de l'*automatisme de réseau.*
Circuits de contrôle non surveillés associés à des fonctions de protection, y compris tous les relais auxiliaires.	12 années civiles	Vérifier tous les trajets des circuits de déclenchement, y compris tous les relais auxiliaires, jusqu'aux bobines de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure.
Circuits de contrôle associés à des fonctions de protection ou à des *plans de défense* dont l'intégrité est surveillée au moyen d'un dispositif d'alarme (voir le tableau 2).	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.

Tableau 2 – Trajets d'alarme et surveillance **Dans les tableaux 1-1 à 1-5, 3, 4-1 à 4-3 et 5, les attributs d'alarme qui servent à justifier l'allongement des intervalles d'entretien maximaux ou la réduction des activités d'entretien sont soumis aux exigences d'entretien suivantes.**		
Attributs de *composant*	**Intervalle d'entretien maximal**	**Activités d'entretien minimales**
Tout trajet emprunté par les alarmes des tableaux 1-1 à 1-5, 3, 4-1 à 4-3 et 5 entre le point d'origine de l'alarme et le point d'application d'une action corrective, et qui ne présente pas tous les attributs de la catégorie « Trajet d'alarme avec surveillance » ci-dessous. Les alarmes sont transmises dans un délai de 24 h au point d'application d'une action corrective.	12 années civiles	Vérifier que le trajet d'alarme transmet les signaux d'alarme jusqu'au point d'application d'une action corrective.
Trajet d'alarme avec surveillance : Le point d'application d'une action corrective reçoit une alarme dans un délai de 24 h en cas de défaillance de toute partie du trajet d'alarme entre le point d'origine de l'alarme et le point d'application d'une action corrective.	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.

Tableau 3 Activités et intervalles d'entretien pour les systèmes de DSF et de DST répartis		
Attributs de *composant*	**Intervalle d'entretien maximal**	**Activités d'entretien minimales**
Tout relais de protection non surveillé qui n'a pas tous les attributs de surveillance d'une des catégories ci-dessous.	6 années civiles	Vérifier que les réglages sont conformes aux spécifications. Pour les relais autres qu'à microprocesseur : • mettre à l'essai et réétalonner si nécessaire. Pour les relais à microprocesseur : • vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au bon fonctionnement du *système de protection* : • vérifier la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
Relais de protection à microprocesseur surveillés ayant les attributs suivants : • Autodiagnostic interne et alarme (voir le tableau 2). • Au moins trois échantillonnages de l'onde de tension ou de courant par cycle, et numérisation des échantillons en vue des calculs par le microprocesseur. • Alarmes de panne d'alimentation électrique (voir le tableau 2).	12 années civiles	Vérifier : • que les réglages sont conformes aux spécifications : • le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au bon fonctionnement du *système de protection* : • la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
Relais de protection à microprocesseur surveillés ayant les attributs de la rangée précédente, plus les suivants : • Mesures c.a. comparées en permanence à une référence c.a. indépendante, avec alarme en cas d'écart excessif (voir le tableau 2). • Surveillance de certaines ou de la totalité des entrées binaires ou d'état et des sorties de commande par un moyen qui en confirme en permanence le bon fonctionnement, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2). • Alarme en cas de changement de réglages (voir le tableau 2).	12 années civiles	Vérifier seulement les entrées et sorties de relais non surveillées qui sont essentielles au bon fonctionnement du *système de protection*.
Dispositifs sensibles à la tension ou au courant associés à des systèmes de DSF ou de DST.	12 années civiles	Vérifier que les valeurs de signal de courant ou de tension sont fournies aux relais de protection.
Alimentation c.c. de *système de protection* pour le déclenchement de dispositifs de coupure hors *BES* utilisés uniquement pour un système de DSF ou de DST.	12 années civiles	Vérifier la tension d'alimentation c.c. du *système de protection*.

Tableau 3 Activités et intervalles d'entretien pour les systèmes de DSF et de DST répartis		
Attributs de *composant*	**Intervalle d'entretien maximal**	**Activités d'entretien minimales**
Circuits de contrôle entre les relais de DSF ou de DST et des relais électromécaniques auxiliaires à rappel manuel ou automatique (à l'exclusion de bobines de déclenchement de dispositifs de coupure hors *BES*).	12 années civiles	Vérifier le trajet entre le relais et le relais auxiliaire à rappel manuel ou automatique (y compris la logique de supervision essentielle).
Relais électromécaniques auxiliaires à rappel manuel ou automatique associés uniquement à des systèmes de DSF ou de DST (à l'exclusion de bobines de déclenchement de dispositifs de coupure hors *BES*).	12 années civiles	Vérifier le fonctionnement électrique des relais électromécaniques auxiliaires à rappel manuel ou automatique.
Circuits de contrôle entre les relais électromécaniques auxiliaires à rappel manuel ou automatique et les dispositifs de coupure hors *BES* dans des systèmes de DSF ou de DST, ou entre des relais de DSF ou de DST (sans interposition de relais électromécaniques auxiliaires à rappel manuel ou automatique) et les dispositifs de coupure hors *BES* (à l'exclusion de bobines de déclenchement de dispositifs de coupure hors *BES*).	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.
Bobines de déclenchement de dispositifs de coupure hors *BES* dans des systèmes de DSF ou de DST.	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.

Tableau 4-1 **Activités et intervalles d'entretien pour les *composants* de *réenclencheur automatique*** ***Type de composant* – Relais réenclencheur et de surveillance** **Remarque : Dans les cas où les *composants* de *réenclencheur automatique* sont les mêmes que ceux des tableaux 1-1 à 1-5, il suffit de mettre à l'essai les *composants* une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.**		
Attributs de *composant*	**Intervalle d'entretien maximal**	**Activités d'entretien minimales**
Tout relais réenclencheur ou de surveillance non surveillé qui n'a pas tous les attributs de surveillance d'une des catégories ci-dessous.	6 années civiles	Vérifier que les réglages sont conformes aux spécifications. Pour les relais réenclencheurs ou de surveillance autres qu'à microprocesseur : • mettre à l'essai et réétalonner si nécessaire. Pour les relais réenclencheurs ou de surveillance à microprocesseur : • vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au bon fonctionnement du *réenclencheur automatique*. Pour les relais de surveillance à microprocesseur : • vérifier la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
Relais réenclencheur ou de surveillance à microprocesseur surveillés ayant les attributs suivants : • Autodiagnostic interne et alarme (voir le tableau 2). • Alarme de panne d'alimentation électrique (voir le tableau 2). Pour les relais de surveillance : • Au moins trois échantillonnages de l'onde de tension par cycle, et numérisation des échantillons en vue des calculs par le microprocesseur.	12 années civiles	Vérifier : • que les réglages sont conformes aux spécifications : • le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au bon fonctionnement du *réenclencheur automatique*. Pour les relais de surveillance : • vérifier la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.

Tableau 4-1 **Activités et intervalles d'entretien pour les *composants* de *réenclencheur automatique*** ***Type de composant* – Relais réenclencheur et de surveillance** **Remarque : Dans les cas où les *composants* de *réenclencheur automatique* sont les mêmes que ceux des tableaux 1-1 à 1-5, il suffit de mettre à l'essai les *composants* une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.**		
Attributs de *composant*	**Intervalle d'entretien maximal**	**Activités d'entretien minimales**
Relais réenclencheurs ou de surveillance à microprocesseur surveillés ayant les attributs de la rangée précédente, plus les suivants : • Surveillance de certaines ou de la totalité des entrées binaires ou d'état et des sorties de commande par un moyen qui en confirme en permanence le bon fonctionnement, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2). • Alarme en cas de changement de réglages (voir le tableau 2). Pour les relais de surveillance : • Mesures c.a. comparées en permanence à une référence c.a. indépendante, avec alarme en cas d'écart excessif (voir le tableau 2).	12 années civiles	Vérifier seulement les entrées et sorties de relais non surveillées qui sont essentielles au bon fonctionnement du *réenclencheur automatique*.

Tableau 4-2 a) **Activités et intervalles d'entretien pour les *composants* de *réenclencheur automatique*** ***Type de composant* – Circuits de contrôle associés à des relais réenclencheurs et de surveillance qui ne font PAS partie intégrante d'un *automatisme de réseau*** **Remarque : Dans les cas où les *composants* de *réenclencheur automatique* sont les mêmes que ceux du tableau 1-5, il suffit de mettre à l'essai les *composants* une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.**		
Attributs de *composant*	**Intervalle d'entretien maximal**	**Activités d'entretien minimales**
Circuits de contrôle non surveillés associés à un *réenclencheur automatique* qui ne fait pas partie intégrante d'un *automatisme de réseau*.	12 années civiles	Vérifier que le *réenclencheur automatique*, lors du déclenchement, n'envoie pas une commande de fermeture prématurée au circuit de fermeture.
Circuits de contrôle associés à un *réenclencheur automatique* qui ne fait pas partie d'un *automatisme de réseau*, et surveillés au moyen d'un dispositif d'alarme sensible à des conditions qui entraîneraient une commande de fermeture prématurée (voir le tableau 2).	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.

Tableau 4-2 b) **Activités et intervalles d'entretien pour les *composants* de *réenclencheur automatique*** ***Type de composant* – Circuits de contrôle associés à des relais réenclencheurs et de surveillance qui FONT partie intégrante d'un *automatisme de réseau*** **Remarque : Dans les cas où les *composants* de *réenclencheur automatique* sont les mêmes que ceux du tableau 1-5, il suffit de mettre à l'essai les *composants* une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.**		
Attributs de *composant*	**Intervalle d'entretien maximal**	**Activités d'entretien minimales**
Bobines de fermeture ou actionneurs de disjoncteurs ou de dispositifs semblables utilisés en combinaison avec un *réenclencheur automatique* dans un *automatisme de réseau* (sans égard à toute surveillance des circuits de contrôle).	6 années civiles	Vérifier que chaque bobine de fermeture ou actionneur est capable d'actionner le disjoncteur ou le dispositif de protection.
Circuits de contrôle de fermeture non surveillés associés à un *réenclencheur automatique* faisant partie intégrante d'un *automatisme de réseau*.	12 années civiles	Vérifier tous les trajets de circuit de contrôle associés au *réenclencheur automatique* qui sont essentiels au bon fonctionnement de l'*automatisme de réseau*.
Circuits de contrôle associés à un *réenclencheur automatique* faisant partie intégrante d'un *automatisme de réseau* dont l'intégrité est surveillée au moyen d'un dispositif d'alarme (voir le tableau 2).	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.

Tableau 4-3 Activités et intervalles d'entretien pour les composants de *réenclencheur automatique* *Type de composant* – Dispositifs sensibles à la tension associés à des relais de surveillance Remarque : Dans les cas où les *composants* de *réenclencheur automatique* sont les mêmes que ceux du tableau 1-3, il suffit de mettre à l'essai les *composants* une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.		
Attributs de *composant*	**Intervalle d'entretien maximal**	**Activités d'entretien minimales**
Tout dispositif sensible à la tension n'ayant pas les attributs de surveillance de la catégorie ci-dessous.	12 années civiles	Vérifier que des valeurs de signal de tension sont fournies aux relais de surveillance.
Dispositifs sensibles à la tension connectés à un relais à microprocesseur avec mesures c.a. qui sont surveillées en permanence par comparaison entre la valeur du signal captée (mesurée par le relais à microprocesseur) et une référence c.a. indépendante, avec alarme en cas d'erreur inacceptable ou de défaillance (voir le tableau 2).	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.

Tableau 5 **Activités et intervalles d'entretien pour les *déclencheurs à pression soudaine*** **Remarque : Dans les cas où les *composants* de *déclencheurs à pression soudaine* sont les mêmes que ceux du tableau 1-5, il suffit de mettre à l'essai les *composants* une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.**		
Attributs de *composant*	**Intervalle d'entretien maximal**	**Activités d'entretien minimales**
Tout relais de surpression de défaut.	6 années civiles	Vérifier que le mécanisme sensible à la pression ou au débit fonctionne bien.
Verrouillages électromécaniques situés directement dans un trajet de déclenchement entre le relais de surpression de défaut et la bobine de déclenchement de l'appareil de coupure (sans égard à la surveillance des circuits de contrôle).	6 années civiles	Vérifier le fonctionnement électrique des verrouillages électromécaniques.
Circuits de contrôle non surveillés associés à un *déclencheur à pression soudaine*.	12 années civiles	Vérifier tous les trajets des circuits de déclenchement, y compris tous les relais auxiliaires, jusqu'aux bobines de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure.
Circuits de contrôle associés à des *déclencheurs à pression soudaine* dont l'intégrité est surveillée au moyen d'un dispositif d'alarme (voir le tableau 2).	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.

PRC-005 – Annexe A

Critères d'un *programme d'entretien de systèmes de protection* selon la performance

Objet : Établir un fondement technique pour l'adoption initiale et le maintien d'un *programme d'entretien de systèmes de protection* (*PSMP*) selon la performance.

Pour justifier techniquement l'adoption initiale d'un *PSMP* selon la performance :

1. Dresser une liste décrivant les *composants* compris dans chaque *segment* désigné, avec une population minimale de 60 *composants* par *segment*.
2. Effectuer l'entretien des *composants* de chaque *segment* selon les intervalles maximaux admissibles préétablis des tableaux 1-1 à 1-5, 3, 4-1 à 4-3 et 5 jusqu'à obtenir des résultats d'activité d'entretien pour au moins 30 *composants* du *segment*.
3. Documenter les activités et les résultats du programme d'entretien pour chaque *segment*, y compris les dates d'entretien et les *événements dénombrables* pour chaque *composant* du *segment*.
4. Analyser les activités et les résultats du programme d'entretien pour chaque *segment* afin de déterminer la performance globale du *segment* et d'établir des intervalles d'entretien.
5. Déterminer l'intervalle d'entretien maximal admissible pour chaque *segment* de telle manière que des *événements dénombrables* ne touchent pas plus de 4 % des *composants* qui le constituent, selon la plus élevée des valeurs suivantes : soit les 30 derniers *composants* touchés par les activités d'entretien, soit tous les *composants* touchés par les activités d'entretien au cours de l'année précédente.

Pour justifier techniquement le maintien d'un *PSMP* selon la performance :

1. Au moins une fois par an, mettre à jour la liste des *composants* et des *segments* ou leur description si des changements sont survenus dans un *segment*.
2. Effectuer chaque année l'entretien selon la plus élevée des valeurs suivantes : soit sur 5 % des *composants* (visés par le *PSMP* selon la performance) de chaque *segment*, soit sur trois *composants* individuels à l'intérieur du *segment*.
3. Pour l'année précédente, analyser les activités et les résultats du programme d'entretien pour chaque *segment* afin de déterminer la performance globale du *segment*.
4. À partir des données de l'année précédente, déterminer l'intervalle d'entretien maximal admissible pour chaque *segment* de telle manière que des *événements dénombrables* ne touchent pas plus de 4 % des *composants* qui le constituent, selon la plus élevée des valeurs suivantes : soit les 30 derniers *composants* touchés par les activités d'entretien, soit tous les *composants* touchés par les activités d'entretien au cours de l'année précédente.

Si les *composants* d'un *segment* dont l'entretien est régi par un *PSMP* selon la performance sont touchés par 4 % ou plus d'*événements dénombrables*, établir, documenter et mettre en œuvre un plan d'action visant à ramener le taux d'*événements dénombrables* à moins de 4 % de la population du *segment* dans un délai de trois ans.

Justification

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification des changements à la définition de *réenclencheur automatique*

En réponse aux prescriptions de l'Ordonnance 803 de la FERC sur les *réenclencheurs automatiques*, la définition de *réenclencheur automatique* a été modifiée pour y ajouter les relais de surveillance, ainsi que les capteurs de tension et les circuits de contrôle qui y sont associés.

Justification du changement à la définition de *type de composant*

La définition de *réenclencheur automatique* modifiée comporte désormais quatre éléments, au lieu de deux éléments dans la version antérieure.

Annexe PRC-005-6-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière

2. Numéro : Aucune disposition particulière

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

4.2. Installations

Remplacer toute référence au *système de production-transport d'électricité* (*BES*) par *réseau de transport principal* (*RTP*), incluant dans les notes de bas de page 1 et 2.

Les alinéas de la section 4.2 s'appliquent sauf pour les alinéas suivants qui ont préséance :

4.2.2. *Systèmes de protection* de systèmes de délestage en sous-fréquence (DSF).

4.2.5. *Systèmes de protection* et *déclencheurs à pression soudaine* d'*installations* de production qui font partie du *RTP* (sauf les *ressources de production décentralisées*), notamment les suivants :

4.2.6. *Systèmes de protection* et *déclencheurs à pression soudaine* des *installations* de production suivantes qui font partie du *RTP*, dans le cas des *ressources de production décentralisées* :

4.2.6.1. *Systèmes de protection* et *déclencheurs à pression soudaine* d'*installations* visées par le point b) de la définition de *ressources de production décentralisées* dans le *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité* (le « Glossaire »).

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1.	Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie :	11 décembre 2020
5.2.	Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie :	11 décembre 2020
5.3.	Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe :	1er avril 2021

Pour les *systèmes de protection* du *BPS* qui étaient visés par la norme PRC-005-2 : les dates de mise en application des exigences sont celles de la norme PRC-005-2 (voir tableaux 1a et 1b de la présente annexe).

Pour les *systèmes de protection* du *RTP* qui n'étaient pas visés par la norme PRC-005-2 : les dates de mise en application des exigences sont précisées aux tableaux 2a et 2b de la présente annexe. Ces

tableaux concernent non seulement les équipements qui sont dorénavant visés parce qu'ils font partie du *RTP* (y compris le *BPS*), mais également les éléments nouvellement visés par la norme PRC-005-6, soit : les *réenclencheurs automatiques*, les *déclencheurs à pression soudaine*, les *systèmes de protection* installés à titre d'*automatisme de réseau* (*RAS*) et qui ne correspondaient pas à la définition précédente de *SPS* ainsi que les *systèmes de protection* des *ressources de production décentralisées*.

Tableau 1a – Dates de mise en application de la norme PRC-005-2, applicable seulement au *BPS*

Exigences	Dates de mise en application
E1, E2 et E5	1er janvier 2017
E3 et E4	Voir tableau ci-dessous

Tableau 1b – Dates de mise en application de la norme PRC-005-2 des exigences E3 et E4

Intervalle d'entretien maximal (Tableaux 1 à 3)	Applicabilité	Date de mise en application
< 1 an	100% des entretiens requis	1er janvier 2017
Entre 1 an et 2 ans	100% des entretiens requis	1er avril 2017
Jusqu'à 3 ans	30% des entretiens requis	1er avril 2017
	60% des entretiens requis	1er avril 2017
	100% des entretiens requis	1er avril 2018
Jusqu'à 6 ans	30% des entretiens requis	1er avril 2017
	60% des entretiens requis	1er avril 2019
	100% des entretiens requis	1er avril 2021
Jusqu'à 12 ans	30% des entretiens requis	1er avril 2019
	60% des entretiens requis	1er avril 2023
	100% des entretiens requis	1er avril 2027

Tableau 2a – Dates de mise en application de la norme PRC-005-6, applicables au *RTP* et visant dorénavant les *réenclencheurs automatiques*, les *déclencheurs à pression soudaine*, les *systèmes de protection* qui sont installés à titre d'*automatisme de réseau* (*RAS*), mais qui ne correspondaient pas à la définition précédente de *SPS*, et les *systèmes de protection* de *ressources de production décentralisées*

Exigences	Dates de mise en application
E1, E2 et E5	1er octobre 2022
E3 et E4	Voir tableau ci-dessous

Tableau 2b – Dates de mise en application de la norme PRC-005-6 des exigences E3 et E4

Intervalle d'entretien maximal (Tableaux 1 à 5)	Applicabilité	Date de mise en application
< 1 an	100% des entretiens requis	1er avril 2023
Entre 1 an et 2 ans	100% des entretiens requis	1er juillet 2023
Jusqu'à 3 ans	30% des entretiens requis	1er juillet 2023
	60% des entretiens requis	1er juillet 2024
	100% des entretiens requis	1er août 2025
Jusqu'à 6 ans	30% des entretiens requis	1er avril 2024
	60% des entretiens requis	1er avril 2025
	100% des entretiens requis	1er avril 2027
Jusqu'à 12 ans	30% des entretiens requis	1er avril 2026
	60% des entretiens requis	1er octobre 2028
	100% des entretiens requis	1er avril 2033

6. Définitions de termes utilisés dans la norme

Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la norme de fiabilité visée et la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

Documents de référence supplémentaires

Aucune disposition particulière

Tableaux 1-1 à 1-5

Remplacer toutes les occurrences de l'expression « hors *BES* » par « hors *RTP* ».

Tableau 2

Aucune disposition particulière

Tableau 3

Remplacer toutes les occurrences de l'expression « hors *BES* » par « hors *RTP* ».

Tableaux 4-1 à 5

Aucune disposition particulière

Annexe A

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	11 décembre 2020	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Délestage en sous-fréquence automatique**

2. Numéro : PRC-006-5

3. Objet : Établir les exigences relatives à la conception et à la documentation des programmes de délestage en sous-fréquence (DSF) automatique visant à interrompre la baisse de fréquence, à favoriser le rétablissement de la fréquence à la suite d'un incident de sous-fréquence et à offrir des mesures de dernier recours pour le maintien du réseau.

4. Applicabilité :

4.1. *Coordonnateurs de la planification*.

4.2. Entités DSF, c'est-à-dire des entités propriétaires ou responsables de l'exploitation ou de la commande des équipements de DSF requis dans le cadre du programme de DSF établi par les *coordonnateurs de la planification*. Ces entités peuvent comprendre un ou plusieurs :

4.2.1. *propriétaires d'installation de transport* ;

4.2.2. *distributeurs ;*

4.2.3. *distributeurs* DSF.

4.3. *Propriétaires d'installation de transport* qui possèdent des *éléments* désignés dans le programme de DSF établi par les *coordonnateurs de la planification*.

5. Date d'entrée en vigueur :

Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la planification* doit élaborer et documenter des critères, tenant compte notamment des événements historiques et des études de réseau, en vue de sélectionner les portions du *système de production-transport d'électricité* (BES) susceptibles de former des îlots, y compris des portions interconnectées du *BES* dans la zone d'*entités régionales* et de *coordonnateurs de la planification* adjacents.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

M1. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives (rapports ou autres documents) attestant les critères qu'il a élaborés en vue de sélectionner des portions du *BES* susceptibles de former des îlots, y compris le rôle joué par les événements historiques et les études de réseau dans l'élaboration des critères, selon l'exigence E1.

E2. Chaque *coordonnateur de la planification* doit désigner au moins un îlot qui lui servira de base pour concevoir son programme de DSF, y compris :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

2.1. les îlots sélectionnés en fonction des critères élaborés conformément à l'exigence E1 ;

2.2. toute portion du *BES* conçue pour se séparer de l'*Interconnexion* (îlotage planifié) à la suite du déclenchement d'un relais ou d'un *automatisme de réseau* ; et

2.3. un îlot unique comprenant toutes les portions du *BES* situées dans la zone de l'*entité régionale* ou dans l'*Interconnexion* dans laquelle se trouve la zone du *coordonnateur de la planification*. Si la zone d'un *coordonnateur de la planification* se trouve dans plusieurs zones d'*entité régionale*, chacune de ces zones d'*entité régionale* doit être désignée comme un îlot. Les *coordonnateurs de la planification* peuvent modifier d'un commun accord les limites des îlots de sorte qu'elles diffèrent de celles des zones d'*entité régionale* lorsqu'il se révèle nécessaire de le faire à la seule fin de créer des îlots régionaux contigus qui se prêtent mieux aux simulations.

M2. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives (rapports, notes de service, courriels ou autres documents) justifiant le choix du ou des îlots qu'il a désignés comme base pour concevoir son programme de DSF, conformément aux alinéas 2.1 à 2.3 de l'exigence E2.

E3. Chaque *coordonnateur de la planification* doit élaborer un programme de DSF, comprenant l'élaboration d'un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, ainsi que la transmission d'un avis à ces entités, qui satisfait aux critères de performance ci-dessous lors de simulations de conditions de sous-fréquence fondées sur un scénario présentant un taux de déséquilibre [(charge − production réelle) ÷ (charge)] pouvant atteindre 25 % dans les îlots désignés :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

3.1. la fréquence doit demeurer au-dessus de la courbe de performance en sous-fréquence (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-5) durant 60 secondes ou jusqu'à ce qu'elle se stabilise entre 59,3 et 60,7 Hz ;

3.2. la fréquence doit demeurer au-dessous de la courbe de performance en surfréquence (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-5) durant 60 secondes ou jusqu'à ce qu'elle se stabilise entre 59,3 et 60,7 Hz ; et

3.3. la valeur V/Hz (volts par hertz) ne doit pas dépasser 1,18 p.u. pendant plus d'une période cumulée de 2 secondes par événement simulé, et elle ne doit pas dépasser 1,10 p.u. pendant plus d'une période cumulée de 45 secondes par événement simulé, à chacun des jeux de barres de groupe de production et des jeux de barres du côté haute tension de transformateur élévateur de groupe de production associés à chacun des éléments suivants :

- groupes de production individuels d'une puissance supérieure à 20 MVA (valeur nominale brute) raccordés directement au *BES* ;
- centrales ou installations de production d'une puissance supérieure à 75 MVA (valeur nominale globale brute) raccordées directement au *BES* ;
- installations constituées d'au moins un groupe raccordé au *BES* à un jeu de barres commun et dont la puissance totale est supérieure à 75 MVA (valeur nominale brute).

M3. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives (rapports, notes de service, courriels, plans ou autres documents) attestant qu'il a élaboré un programme de DSF comprenant la transmission d'un avis informant les entités DSF du calendrier de mise en œuvre, conformément aux alinéas 3.1 à 3.3 de l'exigence E3.

E4. Chaque *coordonnateur de la planification* doit, au moins une fois tous les cinq ans, effectuer et documenter une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de performance de l'exigence E3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence E2. La simulation doit modéliser chacune des conditions suivantes :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

4.1. Réglages de déclenchement en sous-fréquence des groupes de production individuels d'une puissance supérieure à 20 MVA (valeur nominale brute) qui sont raccordés directement au *BES* et qui se déclenchent à une valeur supérieure à la courbe de modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-5).

4.2. Réglages de déclenchement en sous-fréquence des centrales ou installations de production d'une puissance supérieure à 75 MVA (valeur nominale globale brute) qui sont raccordées directement au *BES* et qui se déclenchent à une valeur supérieure à la courbe de modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-5).

4.3. Réglages de déclenchement en sous-fréquence de toute installation constituée d'au moins un groupe raccordé au *BES* au moyen d'un jeu de barres commun, dont la puissance totale est supérieure à 75 MVA (valeur nominale brute) et qui se déclenche à une valeur supérieure à la courbe de modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-5).

4.4. Réglages de déclenchement en surfréquence des groupes de production individuels d'une puissance supérieure à 20 MVA (valeur nominale brute) qui sont raccordés directement au *BES* et qui se déclenchent à une valeur inférieure à la courbe de modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-5).

4.5. Réglages de déclenchement en surfréquence des centrales ou installations de production d'une puissance supérieure à 75 MVA (valeur nominale globale brute) qui sont raccordées directement au *BES* et qui se déclenchent à une valeur inférieure à la courbe de modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-5).

4.6. Réglages de déclenchement en surfréquence de toute installation constituée d'au moins un groupe raccordé au *BES* au moyen d'un jeu de barres commun, dont la puissance totale est supérieure à 75 MVA (valeur nominale brute) et qui se déclenche à une valeur inférieure à la courbe de modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-5).

4.7. Toute reprise de *charge* automatique ayant une incidence sur la stabilisation de la fréquence et se produisant dans un délai inférieur à la durée des simulations effectuées dans le cadre de l'évaluation.

M4. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives datées (rapports, modèles et résultats de simulation dynamique ou autres documents datés) attestant qu'il a effectué une évaluation de la conception de son programme de DSF, conformément aux alinéas 4.1 à 4.7 de l'exigence E4.

E5. Chaque *coordonnateur de la planification* dont la zone ou des portions de la zone font partie d'un îlot désigné par lui-même ou par un autre *coordonnateur de la planification*, lequel comprend plusieurs autres zones ou portions de zone de *coordonnateur de la planification*, doit coordonner la conception de son programme de DSF avec tous les autres *coordonnateurs de la planification* concernés au moyen de l'une des mesures suivantes :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

- concevoir un programme commun de DSF et élaborer un calendrier de mise en œuvre, conformément à l'exigence E3, avec les *coordonnateurs de la planification* dont la zone ou des portions de la zone font partie du même îlot désigné ;
- effectuer une évaluation conjointe de la conception du programme de DSF, conformément à l'exigence E4, avec les *coordonnateurs de la planification* dont la zone ou des portions de la zone font partie du même îlot désigné ;
- effectuer, pour l'îlot désigné, une évaluation indépendante de la conception du programme de DSF, conformément à l'exigence E4, et, si l'évaluation indique que le programme ne répond pas à l'exigence E3, indiquer les modifications qui doivent y être apportées pour le rendre conforme à l'exigence E3 et signaler ces modifications sous la forme de recommandations aux autres *coordonnateurs de la planification* dont la zone ou des portions de la zone font partie du même îlot désigné ainsi qu'à l'ERO.

M5. Chaque *coordonnateur de la planification* dont la zone ou des portions de la zone font partie d'un îlot désigné par lui-même ou par un autre *coordonnateur de la planification*, lequel comprend plusieurs autres zones ou portions de zone de *coordonnateur de la planification*, doit conserver des pièces justificatives datées (documents de conception conjointe du programme de DSF, rapports d'évaluation conjointe de la conception du programme de DSF, lettres comprenant des recommandations ou autres documents datés) attestant qu'il a coordonné la conception de son programme de DSF avec tous les autres *coordonnateurs de la planification* dont la zone ou des portions de la zone font partie du même îlot désigné, conformément à l'exigence E5.

E6. Chaque *coordonnateur de la planification* doit tenir à jour une base de données contenant l'information nécessaire pour modéliser son programme de DSF aux fins de l'analyse d'événements et de l'évaluation de son programme de DSF au moins une fois par année civile, et veiller à ce qu'il ne s'écoule pas plus de 15 mois entre deux mises à jour.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

M6. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives datées (base de données relative au DSF, demandes de données, formulaires de saisie de données ou autres documents datés) attestant qu'il a tenu à jour une base de données relative au DSF aux fins de l'analyse d'événements et de l'évaluation de son programme de DSF conformément à l'exigence E6 au moins une fois par année civile, et qu'il a veillé à ce qu'il ne s'écoule pas plus de 15 mois entre deux mises à jour.

E7. Chaque *coordonnateur de la planification* doit fournir la base de données contenant l'information nécessaire pour modéliser son programme de DSF aux autres *coordonnateurs de la planification* dans son *Interconnexion* dans les 30 jours civils suivant une demande à cet effet.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

M7. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives datées (lettres, notes de service, courriels ou autres documents) attestant qu'il a fourni sa base de données relative au DSF aux autres *coordonnateurs de la planification* dans son *Interconnexion* dans les 30 jours civils suivant la réception d'une demande à cet effet, conformément à l'exigence E7.

E8. Chaque entité DSF doit fournir des données à chacun de ses *coordonnateurs de la planification* dans le format et selon le calendrier que chacun d'eux a spécifié pour la mise à jour de sa base de données relative au DSF.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

M8. Chaque entité DSF doit conserver des pièces justificatives datées (réponses aux demandes de données, chiffriers, lettres ou autres documents datés) attestant qu'elle a fourni des données à son *coordonnateur de la planification* dans le format et selon le calendrier spécifiés par celui-ci pour la mise à jour de sa base de données relative au DSF, conformément à l'exigence E8.

E9. Chaque entité DSF doit mettre en œuvre le déclenchement automatique de la *charge* selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout *plan d'actions correctives*) établis par le *coordonnateur de la planification* de chaque zone de *coordonnateur de la planification* dans laquelle elle possède des actifs.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

M9. Chaque entité DSF doit conserver des pièces justificatives datées (chiffriers résumant la *charge* d'alimentation protégée par des relais de DSF, chiffriers des réglages des relais de DSF ou autres documents datés) attestant qu'elle a établi un déclenchement automatique de la charge selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout *plan d'actions correctives*) établis, conformément à l'exigence E9.

E10. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit établir une manœuvre automatique de ses batteries de condensateurs, de ses *lignes de transport* et de ses inductances en exploitation afin de limiter la surtension résultant du délestage en sous-fréquence, selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout *plan d'actions correctives*) établis par le *coordonnateur de la planification* de chaque zone de *coordonnateur de la planification* dans laquelle il possède des installations de transport.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

M10. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit conserver des pièces justificatives datées (réglages des relais, schémas logiques de déclenchement ou autres documents datés) attestant qu'il a établi une commutation automatique de ses batteries de condensateurs, de ses *lignes de transport* et de ses inductances en exploitation afin de limiter la surtension résultant du délestage en sous-fréquence, selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout *plan d'actions correctives*) établis, conformément à l'exigence E10.

E11. Chaque *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du *BES* a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF doit, dans un délai d'un an suivant le déclenchement de l'événement, effectuer et documenter une évaluation de l'événement afin de déterminer :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation]

11.1. la performance de l'équipement de DSF ;

11.2. l'efficacité du programme de DSF.

M11. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives datées (rapports, données recueillies à partir d'un événement historique ou autres documents datés) attestant qu'il a effectué une évaluation de l'événement afin de déterminer la performance de l'équipement de DSF et l'efficacité du programme de DSF, conformément à l'exigence E11.

E12. Chaque *coordonnateur de la planification* ayant constaté des lacunes dans son programme de DSF à la suite de l'évaluation d'un îlotage (selon l'exigence E11) doit effectuer et documenter une évaluation de la conception de son programme de DSF afin de tenir compte de ces lacunes dans un délai de deux ans suivant le déclenchement de l'événement.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation]

M12. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives datées (rapports, données recueillies à partir d'un événement historique ou autres documents datés) attestant qu'il a effectué une évaluation de la conception du programme de DSF, conformément aux exigences E4 et E12, si une évaluation effectuée selon l'exigence E11 a révélé que le programme de DSF comportait des lacunes.

E13. Chaque *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du *BES* a touché la zone ou des portions de la zone d'un ou de plusieurs autres *coordonnateurs de la planification* et provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF doit coordonner son évaluation de l'événement (selon l'exigence E11) avec tous les autres *coordonnateurs de la planification* concernés au moyen d'une des mesures suivantes :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation]

- effectuer une évaluation conjointe de l'événement, conformément à l'exigence E11, avec les *coordonnateurs de la planification* dont la zone ou des portions de la zone ont été touchées par l'îlotage ;
- effectuer une évaluation indépendante de l'événement, conformément à l'exigence E11, dont les conclusions et les recommandations concordent avec celles des évaluations effectuées par les autres *coordonnateurs de la planification* dont la zone ou des portions de la zone ont été touchées par l'îlotage ;
- effectuer une évaluation indépendante de l'événement, conformément à l'exigence E11, et cerner les différences qui ont mené à des conclusions et à des recommandations différentes de celles des évaluations des autres *coordonnateurs de la planification* dont la zone ou des portions de la zone ont été touchées par l'îlotage, et leur signaler ces différences ainsi qu'à l'ERO.

M13. Chaque *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du *BES* a touché la zone ou des portions de la zone d'un ou de plusieurs autres *coordonnateurs de la planification* et provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF doit conserver des pièces justificatives datées (rapport d'évaluation conjointe, rapports d'évaluation indépendante et lettres décrivant les raisons probables expliquant les différences entre les conclusions et les recommandations ou autres documents datés) attestant qu'il a coordonné son évaluation de l'événement (selon l'exigence E11) avec tous les autres *coordonnateurs de la planification* concernés, conformément à l'exigence E13.

E14. Chaque *coordonnateur de la planification* doit répondre par écrit aux commentaires présentés par écrit par les entités DSF et les *propriétaires d'installation de transport* dans sa zone de *coordonnateur de la planification*, à la suite d'une période de consultation et avant de parachever son programme de DSF, en indiquant si des changements sont prévus ou, dans le cas contraire, en précisant les raisons pour lesquelles aucun changement n'est prévu, en ce qui concerne les éléments ci-dessous :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme] :

14.1. programme de DSF (y compris un calendrier de mise en œuvre) ;

14.2. évaluation de la conception du programme de DSF ;

14.3. format et calendrier pour la présentation des données sur le DSF.

M14. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives datées (courriels, lettres, etc.) attestant qu'il a répondu aux commentaires présentés par écrit par les entités DSF et les *propriétaires d'installation de transport* dans sa zone de *coordonnateur de la planification*, à la suite d'une période de consultation et avant de parachever son programme de DSF, conformément à l'exigence E14.

E15. Chaque *coordonnateur de la planification* qui effectue une évaluation de la conception du programme de DSF selon l'exigence E4, E5 ou E12 et qui détermine que ce programme ne satisfait pas aux critères de performance de l'exigence E3 doit élaborer un *plan d'actions correctives* et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

15.1. Dans le cas d'une évaluation effectuée selon les exigences E4 ou E5, le *plan d'actions correctives* doit être élaboré dans le délai de cinq ans prescrit à l'exigence E4.

15.2. Dans le cas d'une évaluation effectuée selon l'exigence E12, le *plan d'actions correctives* doit être élaboré dans le délai de deux ans prescrit à l'exigence E12.

M15. Chaque *coordonnateur de la planification* qui effectue une évaluation de la conception du programme de DSF selon l'exigence E4, E5 ou E12 et qui détermine que ce programme ne satisfait pas aux critères de performance de l'exigence E3 doit détenir un *plan d'actions correctives* et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, élaborés dans le délai prescrit à l'alinéa 15.1 ou 15.2, selon le cas.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Chaque *coordonnateur de la planification* et entité DSF doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-dessous, à moins que son CEA lui ordonne de conserver certains pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête :

- Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver les pièces justificatives courantes pour les exigences E1, E2, E3, E4, E5, E12, E14 et E15, et pour les mesures M1, M2, M3, M4, M5, M12, M14 et M15, ainsi que toute pièce justificative nécessaire pour attester la conformité depuis le dernier audit de conformité.
- Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver les pièces justificatives courantes attestant la mise à jour de la base de données relative au DSF conformément à l'exigence E6 et à la mesure M6, ainsi que les pièces justificatives attestant la mise à jour de la base de données de l'année précédente.
- Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver les pièces justificatives attestant la transmission de la base de données relative au DSF à tout autre *coordonnateur de la planification*, conformément à l'exigence E7 et à la mesure M7, depuis le dernier audit de conformité.
- Chaque entité DSF doit conserver les pièces justificatives attestant qu'elle a transmis des données sur le DSF aux *coordonnateurs de la planification*, conformément à l'exigence E8 et à la mesure M8, depuis le dernier audit de conformité.
- Chaque entité DSF doit conserver les pièces justificatives courantes attestant le respect du programme de DSF conformément à l'exigence E9 et à la mesure M9, et le respect du programme depuis le dernier audit de conformité.
- Le *propriétaire d'installation de transport* doit conserver les pièces justificatives courantes attestant le respect du programme de DSF conformément à l'exigence E10 et à la mesure M10, et le respect du programme depuis le dernier audit de conformité.
- Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver les pièces justificatives pour les exigences E11 et E13 ainsi que pour les mesures M11 et M13 pendant une période de six années civiles.

Si un *coordonnateur de la planification* ou une entité DSF est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit déclaré conforme ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *CEA* doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent, ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations de non-conformité

Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	S. O.	Le *coordonnateur de la planification* a élaboré et documenté des critères pour sélectionner les portions du *BES* susceptibles de former des îlots, y compris des portions interconnectées du *BES* dans la zone d'*entités régionales* et de *coordonnateurs de la planification* adjacents, mais il a omis de tenir compte des événements historiques. OU Le *coordonnateur de la planification* a élaboré et documenté des critères pour sélectionner les portions du *BES* susceptibles de former des îlots, y compris des portions interconnectées du *BES* dans la zone d'*entités régionales* et de *coordonnateurs de la planification* adjacents, mais il a omis de tenir compte des études de réseau.	Le *coordonnateur de la planification* a élaboré et documenté des critères pour sélectionner les portions du *BES* susceptibles de former des îlots, y compris des portions interconnectées du *BES* dans la zone d'*entités régionales* et de *coordonnateurs de la planification* adjacents, mais il a omis de tenir compte des événements historiques et des études de réseau.	Le *coordonnateur de la planification* a omis d'élaborer et de documenter des critères pour sélectionner les portions du *BES* susceptibles de former des îlots, y compris des portions interconnectées du *BES* dans la zone d'*entités régionales* et de *coordonnateurs de la planification* adjacents.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	**VSL modéré**	**VSL élevé**	**VSL critique**
E2	S. O.	Le *coordonnateur de la planification* a désigné au moins un îlot comme base pour concevoir son programme de DSF, mais il a omis d'inclure un des éléments énoncés aux alinéas 2.1, 2.2 et 2.3 de l'exigence E2.	Le *coordonnateur de la planification* a désigné au moins un îlot comme base pour concevoir son programme de DSF, mais il a omis d'inclure deux des éléments énoncés aux alinéas 2.1, 2.2 et 2.3 de l'exigence E2.	Le *coordonnateur de la planification* a désigné au moins un îlot comme base pour concevoir son programme de DSF, mais il n'a inclus aucun des éléments énoncés aux alinéas 2.1, 2.2 et 2.3 de l'exigence E2. OU Le *coordonnateur de la planification* a omis de désigner au moins un îlot comme base pour concevoir son programme de DSF.
E3	S. O.	Le *coordonnateur de la planification* a élaboré un programme de DSF, comprenant l'élaboration d'un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, ainsi que la transmission d'un avis à ces entités, pour un taux de déséquilibre [(charge − production réelle) ÷ (charge)] pouvant atteindre 25 % dans les îlots désignés, mais ce programme n'a pas satisfait à un des critères de performance des alinéas 3.1, 3.2 et 3.3 de l'exigence E3 lors de simulations de conditions de sous-fréquence.	Le *coordonnateur de la planification* a élaboré un programme de DSF, comprenant l'élaboration d'un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, ainsi que la transmission d'un avis à ces entités, pour un taux de déséquilibre [(charge − production réelle) ÷ (charge)] pouvant atteindre 25 % dans les îlots désignés, mais ce programme n'a pas satisfait à deux des critères de performance des alinéas 3.1, 3.2 et 3.3 de l'exigence E3 lors de simulations de conditions de sous-fréquence.	Le *coordonnateur de la planification* a élaboré un programme de DSF, comprenant l'élaboration d'un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, ainsi que la transmission d'un avis à ces entités, pour un taux de déséquilibre [(charge − production réelle) ÷ (charge)] pouvant atteindre 25 % dans les îlots désignés, mais ce programme n'a satisfait à aucun des critères de performance des alinéas 3.1, 3.2 et 3.3 de l'exigence E3 lors de simulations de conditions de sous-fréquence. OU Le *coordonnateur de la planification* a omis d'élaborer un programme de DSF comprenant un avis et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF dans sa zone.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4	Le *coordonnateur de la planification* a effectué et documenté au moins une fois tous les cinq ans une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfaisait aux critères de performance de l'exigence E3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence E2, mais la simulation a omis un des éléments énoncés aux alinéas 4.1 à 4.7 de l'exigence E4.	Le *coordonnateur de la planification* a effectué et documenté au moins une fois tous les cinq ans une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfaisait aux critères de performance de l'exigence E3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence E2, mais la simulation a omis deux des éléments énoncés aux alinéas 4.1 à 4.7 de l'exigence E4.	Le *coordonnateur de la planification* a effectué et documenté au moins une fois tous les cinq ans une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfaisait aux critères de performance de l'exigence E3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence E2, mais la simulation a omis trois des éléments énoncés aux alinéas 4.1 à 4.7 de l'exigence E4.	Le *coordonnateur de la planification* a effectué et documenté au moins une fois tous les cinq ans une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfaisait aux critères de performance de l'exigence E3, mais la simulation a omis au moins quatre des éléments énoncés aux alinéas 4.1 à 4.7 de l'exigence E4. OU Le *coordonnateur de la planification* a omis d'effectuer et de documenter au moins une fois tous les cinq ans une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfaisait aux critères de performance de l'exigence E3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence E2.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la planification* dont la zone ou des portions de la zone font partie d'un îlot désigné par lui-même ou par un autre *coordonnateur de la planification,* lequel comprend plusieurs autres zones ou portions de zone de *coordonnateur de la planification*, a omis de coordonner la conception de son programme de DSF au moyen d'une des mesures énoncées à l'exigence E5.
E6	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la planification* n'a pas tenu à jour une base de données relative au DSF aux fins de l'analyse d'événements et de l'évaluation de son programme de DSF au moins une fois par année civile, et il n'a pas veillé à ce qu'il ne s'écoule pas plus de 15 mois entre deux mises à jour.
E7	Le *coordonnateur de la planification* a fourni sa base de données relative au DSF à d'autres *coordonnateurs de la planification* plus de 30 jours civils et au plus 40 jours civils suivant une demande à cet effet.	Le *coordonnateur de la planification* a fourni sa base de données relative au DSF à d'autres *coordonnateurs de la planification* plus de 40 jours civils et au plus 50 jours civils suivant une demande à cet effet.	Le *coordonnateur de la planification* a fourni sa base de données relative au DSF à d'autres *coordonnateurs de la planification* plus de 50 jours civils et au plus 60 jours civils suivant une demande à cet effet.	Le *coordonnateur de la planification* a fourni sa base de données relative au DSF à d'autres *coordonnateurs de la planification* plus de 60 jours civils suivant une demande à cet effet. OU Le *coordonnateur de la planification* n'a pas fourni sa base de données relative au DSF à d'autres *coordonnateurs de la planification*.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E8	L'entité DSF a fourni des données à chacun de ses *coordonnateurs de la planification* pour la mise à jour de sa base de données relative au DSF avec un retard d'au plus 10 jours civils par rapport au délai spécifié par chacun d'entre eux.	L'entité DSF a fourni des données à chacun de ses *coordonnateurs de la planification* pour la mise à jour de sa base de données relative au DSF avec un retard de plus de 10 jours civils et d'au plus 15 jours civils par rapport au délai spécifié par chacun d'entre eux. OU L'entité DSF a fourni des données à chacun de ses *coordonnateurs de la planification* pour la mise à jour de sa base de données relative au DSF, mais ces données n'étaient pas présentées dans le format spécifié par chacun.	L'entité DSF a fourni des données à chacun de ses *coordonnateurs de la planification* pour la mise à jour de sa base de données relative au DSF avec un retard de plus de 15 jours civils et d'au plus 20 jours civils par rapport au délai spécifié par chacun d'entre eux.	L'entité DSF a fourni des données à chacun de ses *coordonnateurs de la planification* pour la mise à jour de sa base de données relative au DSF avec un retard de plus de 20 jours civils par rapport au délai spécifié par chacun d'entre eux. OU L'entité DSF n'a pas fourni des données à chacun de ses *coordonnateurs de la planification* pour la mise à jour de sa base de données relative au DSF.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E9	L'entité DSF a établi dans moins de 100 % et au moins 95 % des cas un déclenchement automatique de la charge selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout *plan d'actions correctives*) établis par le *coordonnateur de la planification* de chaque zone dans laquelle elle possède des actifs.	L'entité DSF a établi dans moins de 95 % et au moins 90 % des cas un déclenchement automatique de la charge selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout *plan d'actions correctives*) établis par le *coordonnateur de la planification* de chaque zone dans laquelle elle possède des actifs.	L'entité DSF a établi dans moins de 90 % et au moins 85 % des cas un déclenchement automatique de la charge selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout *plan d'actions correctives*) établis par le *coordonnateur de la planification* de chaque zone dans laquelle elle possède des actifs.	L'entité DSF a établi dans moins de 85 % des cas un déclenchement automatique de la charge selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout *plan d'actions correctives*) établis par le *coordonnateur de la planification* de chaque zone dans laquelle elle possède des actifs.
E10	Le *propriétaire d'installation de transport* a établi dans moins de 100 % et au moins 95 % des cas une commutation automatique de ses batteries de condensateurs, de ses *lignes de transport* et de ses inductances en exploitation afin de limiter la surtension, selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout *plan d'actions correctives*) établis par le *coordonnateur de la planification* de chaque zone dans laquelle il possède des installations de transport.	Le *propriétaire d'installation de transport* a établi dans moins de 95 % et au moins 90 % des cas une commutation automatique de ses batteries de condensateurs, de ses *lignes de transport* et de ses inductances en exploitation afin de limiter la surtension, selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout *plan d'actions correctives*) établis par le *coordonnateur de la planification* de chaque zone dans laquelle il possède des installations de transport.	Le *propriétaire d'installation de transport* a établi dans moins de 90 % et au moins 85 % des cas une commutation automatique de ses batteries de condensateurs, de ses *lignes de transport* et de ses inductances en exploitation afin de limiter la surtension, selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout *plan d'actions correctives*) établis par le *coordonnateur de la planification* de chaque zone dans laquelle il possède des installations de transport.	Le *propriétaire d'installation de transport* a établi dans moins de 85 % des cas une commutation automatique de ses batteries de condensateurs, de ses *lignes de transport* et de ses inductances en exploitation afin de limiter la surtension, selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout *plan d'actions correctives*) établis par le *coordonnateur de la planification* de chaque zone dans laquelle il possède des installations de transport.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	**VSL modéré**	**VSL élevé**	**VSL critique**
E11	Le *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du *BES* a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a effectué et documenté une évaluation de l'événement, afin de déterminer les éléments énoncés aux alinéas 11.1 et 11.2 de l'exigence E11, dans un délai de plus d'un an et d'au plus 13 mois après le déclenchement de l'événement.	Le *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du *BES* a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a effectué et documenté une évaluation de l'événement, afin de déterminer les éléments énoncés aux alinéas 11.1 et 11.2 de l'exigence E11, dans un délai de plus de 13 mois et d'au plus 14 mois après le déclenchement de l'événement.	Le *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du *BES* a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a effectué et documenté une évaluation de l'événement, afin de déterminer les éléments énoncés aux alinéas 11.1 et 11.2 de l'exigence E11, dans un délai de plus de 14 mois et d'au plus 15 mois après le déclenchement de l'événement. OU Le *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du *BES* a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a effectué et documenté une évaluation de l'événement dans un délai d'un an après son déclenchement, mais il a omis de déterminer un des éléments énoncés aux alinéas 11.1 et 11.2 de l'exigence E11.	Le *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du *BES* a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a effectué et documenté une évaluation de l'événement, afin de déterminer les éléments énoncés aux alinéas 11.1 et 11.2 de l'exigence E11, dans un délai de plus de 15 mois après le déclenchement de l'événement. OU Le *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du *BES* a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a omis d'effectuer et de documenter une évaluation de l'événement afin de déterminer les éléments énoncés aux alinéas 11.1 et 11.2 de l'exigence E11. OU Le *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du *BES* a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a effectué et documenté une évaluation de l'événement dans un délai d'un an après son déclenchement, mais il

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				n'a déterminé aucun des éléments énoncés aux alinéas 11.1 et 11.2 de l'exigence E11.
E12	S. O.	Le *coordonnateur de la planification* ayant constaté des lacunes dans son programme de DSF en vertu de l'exigence E11 a effectué et documenté une évaluation de la conception de son programme de DSF afin de tenir compte de ces lacunes, dans un délai de plus de deux ans et d'au plus 25 mois suivant le déclenchement de l'événement.	Le *coordonnateur de la planification* ayant constaté des lacunes dans son programme de DSF en vertu de l'exigence E11 a effectué et documenté une évaluation de la conception de son programme de DSF afin de tenir compte de ces lacunes, dans un délai de plus de 25 mois et d'au plus 26 mois suivant le déclenchement de l'événement.	Le *coordonnateur de la planification* ayant constaté des lacunes dans son programme de DSF en vertu de l'exigence E11 a effectué et documenté une évaluation de la conception de son programme de DSF afin de tenir compte de ces lacunes, dans un délai de plus de 26 mois suivant le déclenchement de l'événement. OU Le *coordonnateur de la planification* ayant constaté des lacunes dans son programme de DSF en vertu de l'exigence E11 a omis d'effectuer et de documenter une évaluation de la conception de son programme de DSF afin de tenir compte de ces lacunes.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E13	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du *BES* a touché la zone ou des portions de la zone d'un ou plusieurs autres *coordonnateurs de planification* et provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a omis de coordonner son évaluation de l'événement avec tous les *coordonnateurs de la planification* concernés au moyen d'une des mesures énoncées à l'exigence E13.
E14	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la planification* a omis de répondre aux commentaires présentés par écrit par les entités DSF et les *propriétaires d'installation de transport* dans sa zone, à la suite d'une période de consultation et avant de parachever son programme de DSF, en indiquant si des changements étaient prévus ou, dans le cas contraire, en précisant les raisons pour lesquelles aucun changement n'était prévu, en ce qui concerne les éléments énoncés aux alinéas 14.1 à 14.3 de l'exigence E14.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	**VSL modéré**	**VSL élevé**	**VSL critique**
E15	S. O.	Le *coordonnateur de la planification* a déterminé, lors d'une évaluation de la conception du programme de DSF selon l'exigence E4, E5 ou E12, que ce programme ne satisfaisait pas aux critères de performance de l'exigence E3, et a élaboré un *plan d'actions correctives* et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, mais avec un retard d'au plus 1 mois par rapport au délai prescrit.	Le *coordonnateur de la planification* a déterminé, lors d'une évaluation de la conception du programme de DSF selon l'exigence E4, E5 ou E12, que ce programme ne satisfaisait pas aux critères de performance de l'exigence E3, et a élaboré un *plan d'actions correctives* et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, mais avec un retard de plus de 1 mois et d'au plus 2 mois par rapport au délai prescrit.	Le *coordonnateur de la planification* a déterminé, lors d'une évaluation de la conception du programme de DSF selon l'exigence E4, E5 ou E12, que ce programme ne satisfaisait pas aux critères de performance de l'exigence E3, mais n'a pas élaboré un *plan d'actions correctives* et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone. OU Le *coordonnateur de la planification* a déterminé, lors d'une évaluation de la conception du programme de DSF selon l'exigence E4, E5 ou E12, que ce programme ne satisfaisait pas aux critères de performance de l'exigence E3, et a élaboré un *plan d'actions correctives* et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, mais avec un retard de plus de 2 mois par rapport au délai prescrit.

D. Différences régionales

D.A. Différences régionales pour l'*Interconnexion* du Québec

Les dispositions énoncées ci-dessous s'appliquent à l'ensemble de l'*Interconnexion* du Québec et remplacent dans leur intégralité les exigences E3 et E4 ainsi que les niveaux de gravité de la non-conformité correspondants.

Justification de l'exigence D.A.3

Les modifications suivantes sont apportées à l'exigence D.A.3 :

1. Déséquilibre de production de 25 % : Puisque l'*Interconnexion* du Québec ne dispose pas d'îlot pouvant être viable en conditions de sous-fréquence dans le *BES*, les scénarios présentant les déséquilibres de production les plus importants se limitent aux contingences extrêmes qui ne sont pas déjà prévues par les *automatismes de réseau*.

Selon les exigences de planification du transport d'Hydro Québec TransÉnergie, on doit assurer la stabilité du réseau pour les contingences extrêmes en utilisant un cas représentant des transferts internes qui ne sont pas censés être dépassés plus de 25 % du temps.

Le plan de défense d'Hydro-Québec TransÉnergie qui doit tenir compte de ces contingences extrêmes comprend deux *automatismes de réseau* (l'automatisme de rejet de production et de télédélestage de la charge [RPTC] et l'automatisme de télédélestage en sous-tension [TDST] – il s'agit d'un délestage de charge en sous-tension [DST] centralisé) ainsi qu'un délestage en sous-fréquence (DSF).

2. Courbe de simulation de la fréquence (présentée à l'annexe 1A) : Dans certains scénarios de pointe de consommation où il survient un léger déséquilibre de production alors que la réserve tournante est au minimum exigé, il peut se produire un écart de fréquence acceptable dans l'*Interconnexion* du Québec qui se stabilise entre le seuil exigé par la norme PRC-006-2 (59,3 Hz) et le seuil anti-décrochage pour le DSF (59,0 Hz).

Bien qu'une hausse du seuil anti-décrochage à 59,3 Hz puisse corriger cette situation, il s'ensuivrait un délestage fréquent de charges sans que la fiabilité du réseau en soit pour autant améliorée. Il est donc préférable de réduire à 59,0 Hz la valeur minimale de la fréquence en régime permanent.

Le délai dans la courbe de simulation de fréquence est établi à 60 secondes pour harmoniser les exigences D.A.3 et R.3.

Justification de l'alinéa D.A.3.3 et de l'exigence D.A.4

L'*Interconnexion* du Québec a sa propre définition du *BES*. Au Québec, la grande majorité des centrales et des installations de production ne sont pas raccordées directement au *BES*. Pour que les simulations tiennent compte de suffisamment de ressources de production, il suffit de parler en D.A.3.3 et D.A.4 de groupes, de centrales et d'installations du *BES*, car ceux-ci sont inscrits dans un registre approuvé par l'organisme de réglementation du Québec (la Régie de l'énergie).

D.A.3. Chaque *coordonnateur de la planification* doit élaborer un programme de DSF, comprenant la notification des entités DSF dans sa zone et un calendrier de mise en œuvre par celles-ci, qui satisfait aux critères de performance ci-dessous lors de

simulations de conditions de sous-fréquence fondées sur chacun des événements extrêmes suivants :

- perte de toute la production d'une centrale ;
- perte de tous les circuits de transport racordés à une centrale, à un poste (de sectionnement ou autre) ou à un terminal à courant continu ;
- perte de tous les circuits de transport dans une même emprise ;
- défaut triphasé accompagné du non-fonctionnement d'un disjoncteur ainsi que du fonctionnement correct d'un système de protection contre les défaillances de disjoncteurs et des disjoncteurs qui y sont associés ;
- défaut triphasé à un disjoncteur, éliminé normalement ;
- fonctionnement partiel ou intégral d'un *automatisme de réseau* à cause d'un événement ou d'une condition qui ne devait pas entraîner son fonctionnement.

[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

D.A.3.1. La fréquence doit demeurer au-dessus de la courbe de performance en sous-fréquence (présentée à l'annexe 1A de la norme PRC-006) durant 60 secondes ou jusqu'à ce qu'elle se stabilise entre 59,0 et 60,7 Hz ;

D.A.3.2. la fréquence doit demeurer au-dessous de la courbe de performance en surfréquence (présentée à l'annexe 1A de la norme PRC-006) durant 60 secondes ou jusqu'à ce qu'elle se stabilise entre 59,0 et 60,7 Hz ; et

D.A.3.3. la valeur V/Hz (volts par hertz) ne doit pas dépasser 1,18 p.u. pendant plus d'une période cumulée de 2 secondes par événement simulé, et elle ne doit pas dépasser 1,10 p.u. pendant plus d'une période cumulée de 45 secondes par événement simulé, à chacun des jeux de barres de groupe de production du *BES* au Québec et des jeux de barres du côté haute tension de transformateur élévateur associés.

M.D.A.3. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives (rapports, notes de service, courriels, plans ou autres documents) attestant qu'il a élaboré un programme de DSF comprenant la communication d'un avis informant les entités DSF du calendrier de mise en œuvre, conformément aux alinéas D.A.3.1 à D.A.3.3 de l'exigence D.A.3.

D.A.4. Chaque *coordonnateur de la planification* doit, au moins une fois tous les cinq ans, effectuer et documenter une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de performance de l'exigence D.A.3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence E2. La simulation doit modéliser chacune des conditions suivantes :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

D.A.4.1 réglages de déclenchement en sous-fréquence des groupes de production individuels faisant partie de centrales ou d'installations du *BES* au Québec qui se déclenchent à une valeur supérieure à la courbe de modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1A de la norme PRC-006) ;

D.A.4.2 **r**églages de déclenchement en surfréquence des groupes de production individuels faisant partie de centrales ou d'installations du *BES* au Québec qui se déclenchent à une valeur inférieure à la courbe de modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1A de la norme PRC-006) ;

D.A.4.3 toute reprise de *charge* automatique ayant une incidence sur la stabilisation de la fréquence et se produisant dans un délai inférieur à la durée des simulations effectuées dans le cadre de l'évaluation.

M.D.A.4. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives datées (rapports, modèles et résultats de simulation dynamique ou autres documents datés) attestant qu'il a effectué l'évaluation de la conception de son programme de DSF, conformément aux alinéas D.A.4.1 à D.A.4.3 de l'exigence D.A.4.

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
D.A.3	S. O.	Le *coordonnateur de la planification* a élaboré un programme de DSF comprenant la notification des entités DSF dans sa zone et un calendrier de mise en œuvre par celles-ci, mais ce programme n'a pas satisfait à un des critères de performance des alinéas D.A.3.1, D.A.3.2 ou D.A.3.3, lors de simulations de conditions de sous-fréquence.	Le *coordonnateur de la planification* a élaboré un programme de DSF comprenant la notification des entités DSF dans sa zone et un calendrier de mise en œuvre par celles-ci, mais ce programme n'a pas satisfait à deux des critères de performance des alinéas D.A.3.1, D.A.3.2 ou D.A.3.3, lors de simulations de conditions de sous-fréquence.	Le *coordonnateur de la planification* a élaboré un programme de DSF comprenant la notification des entités DSF dans sa zone et un calendrier de mise en œuvre par celles-ci, mais ce programme n'a satisfait à aucun des critères de performance des alinéas D.A.3.1, D.A.3.2 et D.A.3.3, lors de simulations de conditions de sous-fréquence. OU Le *coordonnateur de la planification* a omis d'élaborer un programme de DSF comprenant la notification des entités DSF dans sa zone et un calendrier de mise en œuvre par celles-ci.

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
D.A.4	S. O.	Le *coordonnateur de la planification* a effectué et documenté au moins une fois tous les cinq ans une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de performance de l'exigence D.A.3, mais la simulation ne comprenait pas un des éléments énoncés aux alinéas D.A.4.1, D.A.4.2 ou D.A.4.3.	Le *coordonnateur de la planification* a effectué et documenté au moins une fois tous les cinq ans une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de performance de l'exigence D.A.3, mais la simulation ne comprenait pas deux des éléments énoncés aux alinéas D.A.4.1, D.A.4.2 ou D.A.4.3.	Le *coordonnateur de la planification* a effectué et documenté au moins une fois tous les cinq ans une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de performance de l'exigence D.A.3, mais la simulation ne comprenait aucun des éléments énoncés aux alinéas D.A.4.1, D.A.4.2 et D.A.4.3. OU Le *coordonnateur de la planification* a omis d'effectuer et de documenter au moins une fois tous les cinq ans une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfaisait aux critères de performance de l'exigence D.A.3.

D.B. Différences régionales pour le Western Electricity Coordinating Council

Les dispositions énoncées ci-dessous s'appliquent à l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest et remplacent dans leur intégralité les exigences E1 à E5 ainsi que les exigences E11 à E15.

Le terme *coordonnateur de la planification*, tel qu'utilisé dans les présentes différences régionales, désigne spécifiquement les *coordonnateurs de la planification* qui fournissent des services de *coordonnateur de la planification* à des entités situées à l'intérieur de l'*Interconnexion* de l'Ouest, sans égard au lieu où est situé le *coordonnateur de la planification*.

D.B.1. Chaque *coordonnateur de la planification* doit participer à un examen régional conjoint, avec les autres *coordonnateurs de la planification*, visant à élaborer et à documenter des critères, tenant compte notamment des événements historiques et des études de réseau, en vue de sélectionner les portions du *système de production-transport d'électricité* (*BES*) susceptibles de former des îlots.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

M.D.B.1. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives (rapports ou autres documents) attestant les critères élaborés dans le cadre de l'examen régional conjoint, avec les autres *coordonnateurs de la planification*, en vue de sélectionner des portions du *BES* susceptibles de former des îlots, y compris le rôle joué par les événements historiques et les études de réseau dans l'élaboration des critères, selon l'exigence D.B.1.

D.B.2. Chaque *coordonnateur de la planification* doit désigner au moins un îlot, à partir des critères élaborés dans le cadre de l'examen régional prescrit à l'exigence D.B.1, qui servira de base pour concevoir un programme de DSF coordonné dans l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest, y compris :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

D.B.2.1. les îlots sélectionnés en fonction des critères élaborés conformément à l'exigence D.B.1 ;

D.B.2.2. toute portion du *BES* conçue pour se séparer de l'*Interconnexion* de l'Ouest (îlotage planifié) à la suite du déclenchement d'un relais ou d'un *automatisme de réseau*.

M.D.B.2. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives (rapports, notes de service, courriels ou autres documents) justifiant le choix du ou des îlots qu'il a désignés, à partir des critères élaborés dans le cadre de l'examen régional prescrit à l'exigence D.B.1, comme base pour concevoir un programme de DSF coordonné dans l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest, conformément aux alinéas D.B.2.1 et D.B.2.2 de l'exigence D.B.2.

D.B.3. Chaque *coordonnateur de la planification* doit adopter un programme de DSF, coordonné dans l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest, comprenant la transmission d'un avis aux entités DSF dans sa zone, ainsi qu'un calendrier de mise en œuvre par ces entités, qui satisfait aux critères de performance ci-dessous lors de simulations de

conditions de sous-fréquence fondées sur un scénario présentant un taux de déséquilibre [(charge − production réelle) ÷ (charge)] pouvant atteindre 25 % dans les îlots désignés.
[*Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]*

D.B.3.1. la fréquence doit demeurer au-dessus de la courbe de performance en sous-fréquence (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-5) durant 60 secondes ou jusqu'à ce qu'elle se stabilise entre 59,3 et 60,7 Hz ;

D.B.3.2. la fréquence doit demeurer au-dessous de la courbe de performance en surfréquence (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-5) durant 60 secondes ou jusqu'à ce qu'elle se stabilise entre 59,3 et 60,7 Hz ; et

D.B.3.3. la valeur V/Hz (volts par hertz) ne doit pas dépasser 1,18 p.u. pendant plus d'une période cumulée de 2 secondes par événement simulé, et elle ne doit pas dépasser 1,10 p.u. pendant plus d'une période cumulée de 45 secondes par événement simulé, à chacun des jeux de barres de groupe de production et des jeux de barres du côté haute tension de transformateur élévateur de groupe de production associés à chacun des éléments suivants :

D.B.3.3.1. groupes de production individuels d'une puissance supérieure à 20 MVA (valeur nominale brute) raccordés directement au *BES* ;

D.B.3.3.2. centrales ou installations de production d'une puissance supérieure à 75 MVA (valeur nominale globale brute) raccordées directement au *BES* ;

D.B.3.3.3. installations constituées d'au moins un groupe raccordé au *BES* à un jeu de barres commun et dont la puissance totale est supérieure à 75 MVA (valeur nominale brute).

M.D.B.3. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives (rapports, notes de service, courriels, plans ou autres documents) attestant qu'il a adopté un programme de DSF, coordonné dans l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest, comprenant la communication d'un avis informant les entités DSF du calendrier de mise en œuvre, conformément aux alinéas D.B.3.1 à D.B.3.3 de l'exigence D.B.3.

D.B.4. Chaque *coordonnateur de la planification* doit, au moins une fois tous les cinq ans, participer, en la documentant, à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres *coordonnateurs de la planification* de l'*Interconnexion* de l'Ouest au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de performance de l'exigence D.B.3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence D.B.2. La simulation doit modéliser chacune des conditions suivantes :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

D.B.4.1. réglages de déclenchement en sous-fréquence des groupes de production individuels d'une puissance supérieure à 20 MVA (valeur nominale brute) qui sont raccordés directement au *BES* et qui se déclenchent à une valeur supérieure à la courbe de modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-5) ;

D.B.4.2. réglages de déclenchement en sous-fréquence des centrales ou installations de production d'une puissance supérieure à 75 MVA (valeur nominale globale brute) qui sont raccordées directement au *BES* et qui se déclenchent à une valeur supérieure à la courbe de modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-5) ;

D.B.4.3. réglages de déclenchement en sous-fréquence de toute installation constituée d'au moins un groupe raccordé au *BES* au moyen d'un jeu de barres commun, dont la puissance totale est supérieure à 75 MVA (valeur nominale brute) et qui se déclenche à une valeur supérieure à la courbe de modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-5) ;

D.B.4.4. réglages de déclenchement en surfréquence des groupes de production individuels d'une puissance supérieure à 20 MVA (valeur nominale brute) qui sont raccordés directement au *BES* et qui se déclenchent à une valeur inférieure à la courbe de modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-5) ;

D.B.4.5. réglages de déclenchement en surfréquence des centrales ou installations de production d'une puissance supérieure à 75 MVA (valeur nominale globale brute) qui sont raccordées directement au BES et qui se déclenchent à une valeur inférieure à la courbe de modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-5) ;

D.B.4.6. réglages de déclenchement en surfréquence de toute installation constituée d'au moins un groupe raccordé au *BES* au moyen d'un jeu de barres commun, dont la puissance totale est supérieure à 75 MVA (valeur nominale brute) et qui se déclenche à une valeur inférieure à la courbe de modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-5) ;

D.B.4.7. toute reprise de charge automatique ayant une incidence sur la stabilisation de la fréquence et se produisant dans un délai inférieur à la durée des simulations effectuées dans le cadre de l'évaluation.

M.D.B.4. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives datées (rapports, modèles et résultats de simulation dynamique ou autres documents datés) attestant qu'il a participé à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres *coordonnateurs de la planification*, conformément aux alinéas D.B.4.1 à D.B.4.7 de l'exigence D.B.4.

D.B.5. à D.B.10. Réservé

D.B.11. Chaque *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du *BES* a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF doit, dans un délai d'un an suivant le déclenchement de l'événement, participer, en la documentant, à une évaluation coordonnée de l'événement avec tous les *coordonnateurs de la planification* concernés afin de déterminer :

[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation]

D.B.11.1. la performance de l'équipement de DSF ;

D.B.11.2 l'efficacité du programme de DSF.

M.D.B.11. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives datées (rapports, données recueillies à partir d'un événement historique ou autres documents datés) attestant qu'il a participé à une évaluation coordonnée de l'événement afin de déterminer la performance de l'équipement de DSF et l'efficacité du programme de DSF, conformément à l'exigence D.B.11.

D.B.12. Chaque *coordonnateur de la planification* ayant constaté des lacunes dans son programme de DSF à la suite de l'évaluation d'un îlotage selon l'exigence D.B.11 doit participer, en la documentant, à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec tous les autres *coordonnateurs de la planification* de l'*Interconnexion* de l'Ouest afin de tenir compte de ces lacunes dans un délai de deux ans suivant le déclenchement de l'événement.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation]

M.D.B.12. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives datées (rapports, données recueillies à partir d'un événement historique ou autres documents datés) attestant qu'il a participé à une évaluation de la conception du programme de DSF, conformément aux exigences D.B.4 et D.B.12, si une évaluation effectuée selon l'exigence D.B.11 a révélé que le programme de DSF comportait des lacunes.

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
D.B.1	S. O.	Le *coordonnateur de la planification* a participé à un examen régional conjoint, avec les autres *coordonnateurs de la planification*, qui a permis d'élaborer et de documenter des critères, mais sans tenir compte des événements historiques, en vue de sélectionner les portions du *BES*, y compris des portions interconnectées du *BES* dans la zone de *coordonnateurs de la planification* adjacents, susceptibles de former des îlots. OU Le *coordonnateur de la planification* a participé à un examen régional conjoint, avec les autres *coordonnateurs de la planification*, qui a permis d'élaborer et de documenter des critères, mais sans tenir compte des études de réseau, en vue de sélectionner les portions du *BES*, y compris des portions interconnectées du *BES* dans la zone de *coordonnateurs de la planification* adjacents, susceptibles de former des îlots.	Le *coordonnateur de la planification* a participé à un examen régional conjoint, avec les autres *coordonnateurs de la planification*, qui a permis d'élaborer et de documenter des critères, mais sans tenir compte des événements historiques ni des études de réseau, en vue de sélectionner les portions du *BES*, y compris des portions interconnectées du *BES* dans la zone de *coordonnateurs de la planification* adjacents, susceptibles de former des îlots.	Le *coordonnateur de la planification* n'a pas participé à un examen régional conjoint, avec les autres *coordonnateurs de la planification*, visant à élaborer et à documenter des critères en vue de sélectionner les portions du *BES*, y compris des portions interconnectées du *BES* dans la zone de *coordonnateurs de la planification* adjacents, susceptibles de former des îlots.

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
D.B.2	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la planification* a désigné au moins un îlot, à partir des critères élaborés dans le cadre de l'examen régional, qui servira de base pour concevoir son programme de DSF , mais a omis un des éléments décrits aux alinéas D.B.2.1 et D.B.2.2 de l'exigence D.B.2.	Le *coordonnateur de la planification* a désigné au moins un îlot, à partir des critères élaborés dans le cadre de l'examen régional, qui servira de base pour concevoir son programme de DSF, mais a omis l'ensemble des éléments décrits aux alinéas D.B.2.1 et D.B.2.2 de l'exigence D.B.2. OU Le *coordonnateur de la planification* n'a pas désigné d'îlot, à partir des critères élaborés dans le cadre de l'examen régional, qui servirait de base pour concevoir son programme de DSF.
D.B.3	S. O.	Le *coordonnateur de la planification* a adopté un programme de DSF, coordonné dans l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest, comprenant l'élaboration d'un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, ainsi que la transmission d'un avis à ces entités, mais n'a pas satisfait à un des critères de performance des alinéas D.B.3.1, D.B.3.2 et D.B.3.3 de l'exigence D.B.3 lors de simulations de conditions de sous-fréquence.	Le *coordonnateur de la planification* a adopté un programme de DSF, coordonné dans l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest, comprenant l'élaboration d'un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, ainsi que la transmission d'un avis à ces entités, mais n'a pas satisfait à deux des critères de performance des alinéas D.B.3.1, D.B.3.2 et D.B.3.3 de l'exigence D.B.3 lors de simulations de conditions de sous-fréquence.	Le *coordonnateur de la planification* a adopté un programme de DSF, coordonné dans l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest, comprenant l'élaboration d'un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, ainsi que la transmission d'un avis à ces entités, mais n'a satisfait à aucun des critères de performance des alinéas D.B.3.1, D.B.3.2 et D.B.3.3 de l'exigence D.B.3 lors de simulations de conditions de sous-fréquence. OU Le *coordonnateur de la planification* n'a pas adopté de programme de

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
				DSF, coordonné dans l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest, comprenant un avis et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF dans sa zone.
D.B.4	Le *coordonnateur de la planification*, au moins une fois tous les cinq ans, a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres *coordonnateurs de la planification* de l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de performance de l'exigence D.B.3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence D.B.2, mais la simulation a omis de modéliser une des conditions spécifiées aux alinéas D.B.4.1 à D.B.4.7 de l'exigence D.B.4.	Le *coordonnateur de la planification*, au moins une fois tous les cinq ans, a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres *coordonnateurs de la planification* de l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de performance de l'exigence D.B.3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence D.B.2, mais la simulation a omis de modéliser deux des conditions spécifiées aux alinéas D.B.4.1 à D.B.4.7 de l'exigence D.B.4.	Le *coordonnateur de la planification*, au moins une fois tous les cinq ans, a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres *coordonnateurs de la planification* de l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de performance de l'exigence D.B.3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence D.B.2, mais la simulation a omis de modéliser trois des conditions spécifiées aux alinéas D.B.4.1 à D.B.4.7 de l'exigence D.B.4.	Le *coordonnateur de la planification*, au moins une fois tous les cinq ans, a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres *coordonnateurs de la planification* de l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de performance de l'exigence D.B.3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence D.B.2, mais la simulation a omis de modéliser quatre des conditions spécifiées aux alinéas D.B.4.1 à D.B.4.7 de l'exigence D.B.4. OU Le *coordonnateur de la planification*, au moins une fois tous les cinq ans, n'a pas participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres *coordonnateurs de la planification* de l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest au moyen d'une simulation

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
				dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de performance de l'exigence D.B.3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence D.B.2.
D.B.11	Le *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du *BES* a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de l'événement avec tous les *coordonnateurs de la planification* dont la zone ou des portions de la zone ont été touchées par le même îlotage et a déterminé les éléments spécifiés aux alinéas D.B.11.1 et D.B.11.2 de l'exigence D.B.11, dans un délai de plus d'un an et d'au plus 13 mois suivant le déclenchement de l'événement.	Le *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du *BES* a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de l'événement avec tous les *coordonnateurs de la planification* dont la zone ou des portions de la zone ont été touchées par le même îlotage et a déterminé les éléments spécifiés aux alinéas D.B.11.1 et D.B.11.2 de l'exigence D.B.11, dans un délai de plus de 13 mois et d'au plus 14 mois suivant le déclenchement de l'événement.	Le *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du *BES* a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de l'événement avec tous les *coordonnateurs de la planification* dont la zone ou des portions de la zone ont été touchées par le même îlotage et a déterminé les éléments spécifiés aux alinéas D.B.11.1 et D.B.11.2 de l'exigence D.B.11, dans un délai de plus de 14 mois et d'au plus 15 mois suivant le déclenchement de l'événement. OU Le *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du *BES* a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de l'événement avec tous les	Le *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du *BES* a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de l'événement avec tous les *coordonnateurs de la planification* dont la zone ou des portions de la zone ont été touchées par le même îlotage et a déterminé les éléments spécifiés aux alinéas D.B.11.1 et D.B.11.2 de l'exigence D.B.11, dans un délai de plus de 15 mois suivant le déclenchement de l'événement. OU Le *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du *BES* a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF n'a pas participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de l'événement avec tous les *coordonnateurs de la*

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
			coordonnateurs de la planification dont la zone ou des portions de la zone ont été touchées par le même îlotage, en respectant le délai d'un an, mais a omis de déterminer un des éléments spécifiés aux alinéas D.B.11.1 et D.B.11.2 de l'exigence D.B.11.	*planification* dont la zone ou des portions de la zone ont été touchées par le même îlotage visant à déterminer les éléments spécifiés aux alinéas D.B.11.1 et D.B.11.2 de l'exigence D.B.11. OU Le *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du *BES* a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de l'événement avec tous les *coordonnateurs de la planification* dont la zone ou des portions de la zone ont été touchées par le même îlotage, en respectant le délai d'un an, mais n'a déterminé aucun des deux éléments spécifiés aux alinéas D.B.11.1 et D.B.11.2 de l'exigence D.B.11.
D.B.12	S. O.	Le *coordonnateur de la planification* ayant constaté des lacunes dans son programme de DSF à la suite de l'évaluation d'un îlotage selon l'exigence D.B.11 a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres *coordonnateurs de la planification*	Le *coordonnateur de la planification* ayant constaté des lacunes dans son programme de DSF à la suite de l'évaluation d'un îlotage selon l'exigence D.B.11 a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres *coordonnateurs de la planification*	Le *coordonnateur de la planification* ayant constaté des lacunes dans son programme de DSF à la suite de l'évaluation d'un îlotage selon l'exigence D.B.11 a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres *coordonnateurs de la planification*

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
		de l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest afin de tenir compte de ces lacunes, dans un délai de plus de deux ans et d'au plus 25 mois suivant le déclenchement de l'événement.	de l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest afin de tenir compte de ces lacunes, dans un délai de plus de 25 mois ans et d'au plus 26 mois suivant le déclenchement de l'événement.	de l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest afin de tenir compte de ces lacunes, dans un délai de plus de 26 mois suivant le déclenchement de l'événement. OU Le *coordonnateur de la planification* ayant constaté des lacunes dans son programme de DSF à la suite de l'évaluation d'un îlotage selon l'exigence D.B.11 n'a pas participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres *coordonnateurs de la planification* l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest afin de tenir compte de ces lacunes.

E. Documents connexes

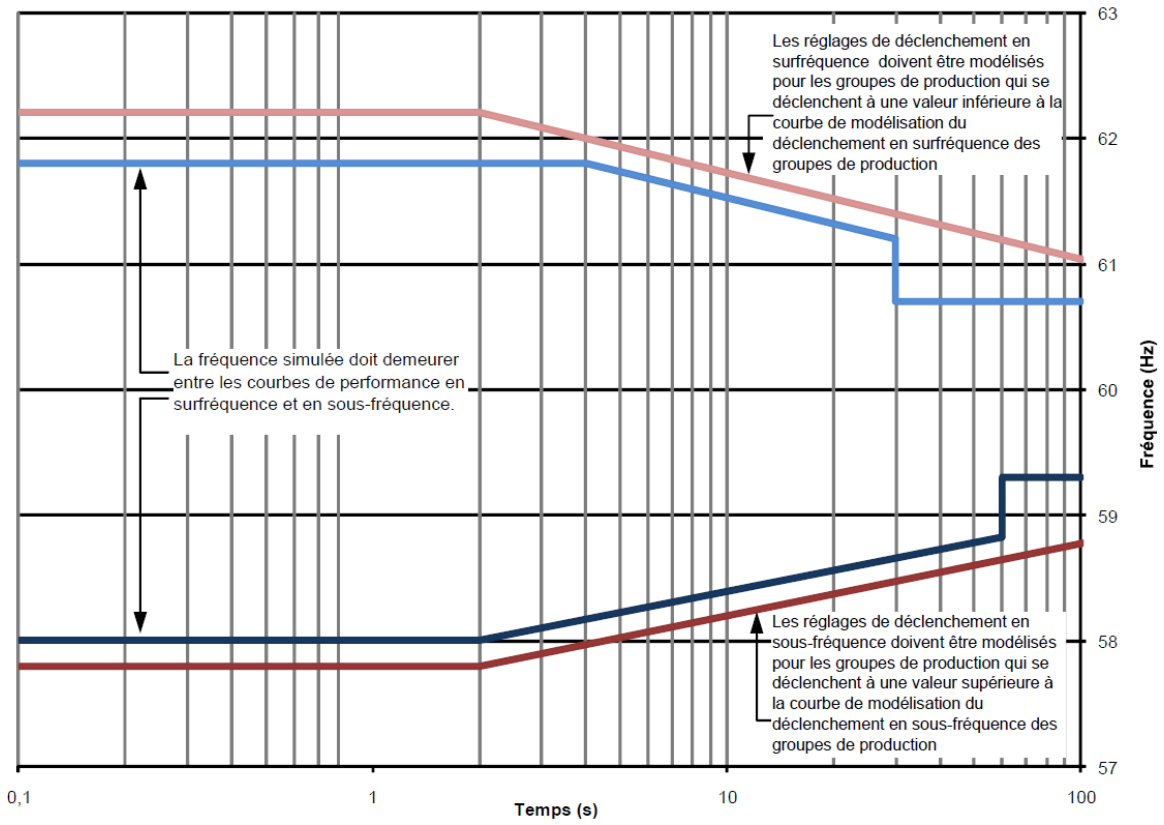
Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1er avril 2005	Entrée en vigueur	Nouvelle norme
1	25 mai 2010	Révision, fusion et mise à jour des normes PRC-006-0, PRC-007-0 et PRC-009-0.	
1	4 novembre 2010	Adoption de la norme par le conseil d'administration de la NERC.	
1	7 mai 2012	Ordonnance publiée par la FERC relativement à l'approbation de la norme PRC-006-1 (entrée en vigueur le 10 juillet 2012).	
1	9 novembre 2012	Ordonnance de la FERC relativement à l'acceptation du changement de facteur de risque de non-conformité dans l'exigence E5 (de moyen à élevé) et de la modification du libellé sur le niveau de gravité gravité des non-conformités pour l'exigence E8.	
2	13 novembre 2014	Adoption de la norme par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions dans le cadre du projet 2008-02, délestage en sous-tension (DST) et en sous-fréquence (DSF), afin de tenir compte de l'Ordonnance 763 de la FERC. Modification des exigences E9 et E10 et ajout de l'exigence E15.
3	10 août 2017	Adoption de la norme par le conseil d'administration de la NERC.	Révision aux différences régionales pour l'*Interconnexion* du Québec.
4	6 février 2020	Adoption de la norme par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions dans le cadre du projet 2017-07

5	20 août 2020	Adoption de la norme par le conseil d'administration de la NERC.	Dans la version 5 : 1) les exigences E14 et E15 ont été ajoutées à la liste des exigences non applicables à l'*Interconnexion* de l'Ouest ; 2) il est précisé que l'emploi du terme *coordonnateur de la planification* désigne spécifiquement les *coordonnateurs de la planification* qui fournissent des services dans l'*Interconnexion* de l'Ouest, sans égard au lieu où est situé le *coordonnateur de la planification* ; 3) des changements superficiels ont été apportés pour rendre le document et les styles conformes aux conventions et modèles les plus récents de la NERC ; et 4) les renvois à la version 3 ont été mis à jour pour renvoyer à la version 5.
5	23 décembre 2020	Approbation de la norme PRC-006-5 par la FERC (dossier RD21-1-000)	
5	1er avril 2021	Entrée en vigueur	

PRC-006-5 – Annexe 1

Programme de délestage en sous-fréquence
Courbes de modélisation et des critères de performance pour les alinéas 3.1 et 3.2 de l'exigence E3 et les alinéas 4.1 à 4.6 de l'exigence E4

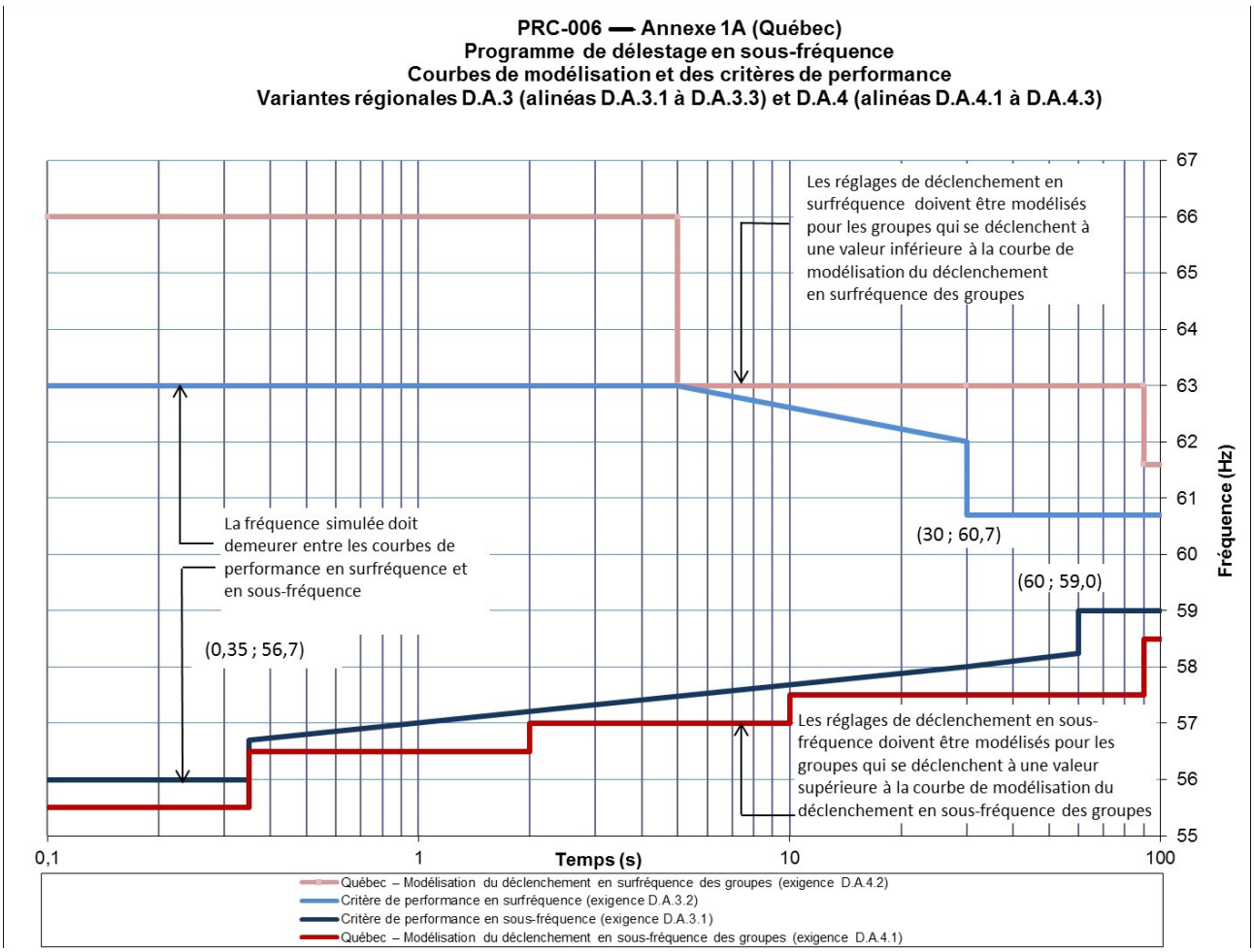


- Modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes (Exigence E4, alinéas 4.4 à 4.6)
- Critère de performance en surfréquence (Exigence E3, alinéa 3.2)
- Critère de performance en sous-fréquence (Exigence E3, alinéa 3.1)
- Modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes (Exigence E4, alinéas 4.1 à 4.3)

Définition des courbes

Modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes		Critères de performance en surfréquence		
t ≤ 2 s	t > 2 s	t ≤ 4 s	4 s < t ≤ 30 s	t > 30 s
f = 62,2 Hz	f = −0,686 log(t) + 62,41 Hz	f = 61,8 Hz	f = −0,686 log(t) + 62,21 Hz	f = 60,7 Hz

Modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes		Critères de performance en sous-fréquence		
t ≤ 2 s	t > 2 s	t ≤ 2 s	2 s < t ≤ 60 s	t > 60 s
f = 57,8 Hz	f = 0,575 log(t) + 57,63 Hz	f = 58,0 Hz	f = 0,575 log(t) + 57,83 Hz	f = 59,3 Hz


PRC-006 — Annexe 1A (Québec)
Programme de délestage en sous-fréquence
Courbes de modélisation et des critères de performance
Variantes régionales D.A.3 (alinéas D.A.3.1 à D.A.3.3) et D.A.4 (alinéas D.A.4.1 à D.A.4.3)
Les réglages de déclenchement en surfréquence doivent être modélisés pour les groupes qui se déclenchent à une valeur inférieure à la courbe de modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes
La fréquence simulée doit demeurer entre les courbes de performance en surfréquence et en sous-fréquence
(0,35 ; 56,7)
(30 ; 60,7)
(60 ; 59,0)
Les réglages de déclenchement en sous-fréquence doivent être modélisés pour les groupes qui se déclenchent à une valeur supérieure à la courbe de modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes
Fréquence (Hz)
67
66
65
64
63
62
61
60
59
58
57
56
55
0,1
1
10
100
Temps (s)
Québec – Modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes (exigence D.A.4.2)
Critère de performance en surfréquence (exigence D.A.3.2)
Critère de performance en sous-fréquence (exigence D.A.3.1)
Québec – Modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes (exigence D.A.4.1)

Justification

Pendant l'élaboration de la norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de l'exigence E9

La mention d'un « *plan d'actions correctives* » a été ajoutée en réponse à une indication de l'Ordonnance 763 de la FERC selon laquelle la norme n'a pas spécifié dans quel délai une entité doit mettre en œuvre des correctifs après la découverte d'une lacune par un *coordonnateur de la planification*. La modification du texte apporte un éclaircissement en exigeant que chaque entité DSF se conforme au programme de DSF ainsi qu'à tout *plan d'actions correctives* établis par le *coordonnateur de la planification*.

Par ailleurs, par souci d'uniformité terminologique dans l'ensemble de la norme, le mot « application » a été remplacé par l'expression « mise en œuvre » (voir notamment les exigences E3, E14 et E15).

Justification de l'exigence E10

La mention d'un « *plan d'actions correctives* » a été ajoutée en réponse à une indication de l'Ordonnance 763 de la FERC selon laquelle la norme n'a pas spécifié dans quel délai une entité doit mettre en œuvre des correctifs après la découverte d'une lacune par un *coordonnateur de la planification*. La modification du texte apporte un éclaircissement en exigeant que chaque entité DSF se conforme au programme de DSF ainsi qu'à tout *plan d'actions correctives* établis par le *coordonnateur de la planification*.

Par ailleurs, par souci d'uniformité terminologique dans l'ensemble de la norme, le mot « application » a été remplacé par l'expression « mise en œuvre » (voir notamment les exigences E3, E14 et E15).

Justification de l'exigence E15

L'exigence E15 a été ajoutée en réponse à une indication de l'Ordonnance 763 de la FERC selon laquelle la norme n'a pas spécifié dans quel délai une entité doit mettre en œuvre des correctifs après la constatation d'une lacune par un *coordonnateur de la planification*. Ainsi, l'exigence E15 stipule expressément que si des lacunes sont constatées lors d'une évaluation, le *coordonnateur de la planification* doit élaborer un *plan d'actions correctives* et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF.

Le terme « *plan d'actions correctives* » est défini dans le glossaire de la NERC comme étant une « liste des actions, avec leurs échéances, à mettre en œuvre pour remédier à un problème particulier ». Ainsi, le *plan d'actions correctives* élaboré par le *coordonnateur de la planification* spécifiera un calendrier selon lequel l'entité devra corriger toute lacune constatée par le *coordonnateur de la planification* lors d'une évaluation.

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière

2. Numéro : Aucune disposition particulière

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (*RTP*).

5. Date d'entrée en vigueur au Québec :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 28 juin 2022

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 28 juin 2022

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er octobre 2022

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

D.A. Différences régionales pour l'Interconnexion du Québec

Aucune disposition particulière

D.B. Différences régionales pour l'Interconnexion du Western Electricity Coordinating Council

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

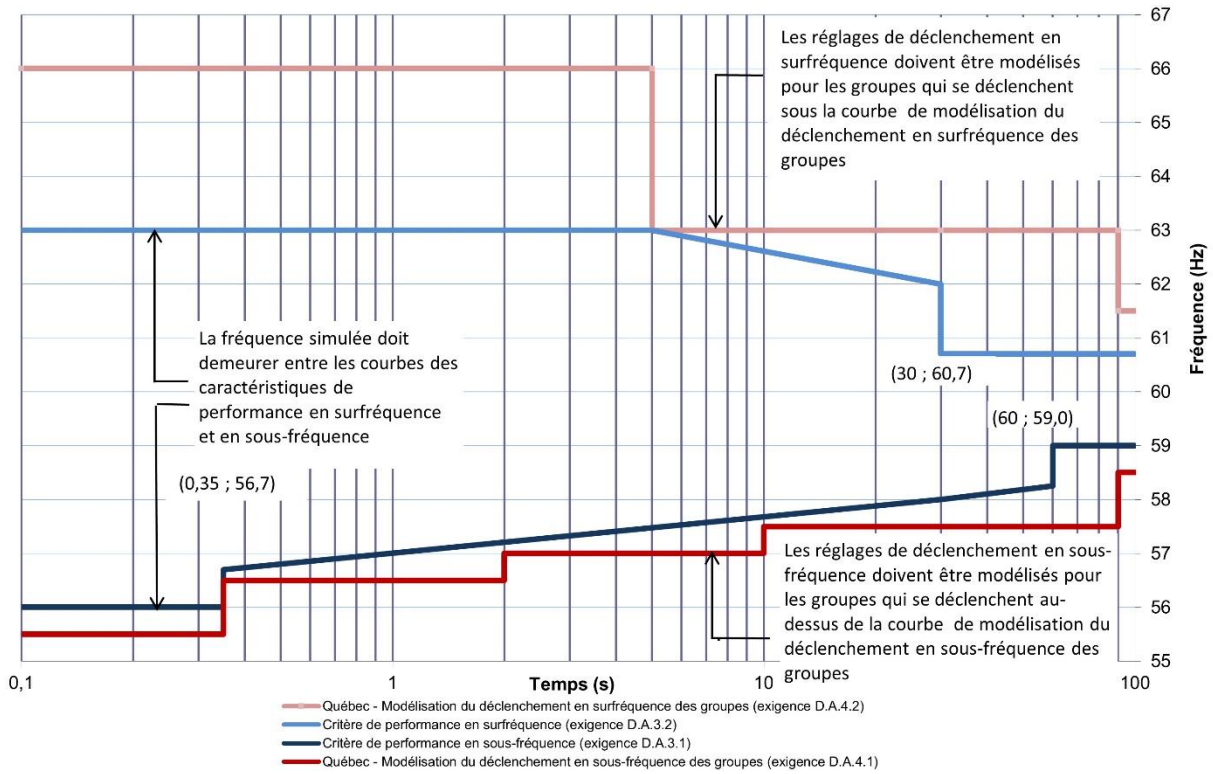
Aucune disposition particulière

PRC-006-5 – Annexe 1

Aucune disposition particulière

PRC-006-5 – Annexe 1A (Québec)

Programme de délestage en sous-fréquence
Courbes de modélisation et des critères de performance
Variantes régionales D.A.3 (alinéas D.A.3.1 à D.A.3.3) et D.A.4 (alinéas D.A.4.1 à D.A.4.3)



Définition des courbes

Modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes			Critères de performance en surfréquence		
t ≤ 5 s	t≤ 90 s	t > 90 s	t ≤ 5 s	5 s < t ≤ 30 s	t > 30 s
f = 66 Hz	f = 63Hz	f = 61,5 Hz	f = 63 Hz	f = −1,29log(t) + 63,90 Hz	f = 60,7 Hz

Modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes					Critères de performance en sous-fréquence		
t ≤ 0,35 s	t ≤ 2 s	t ≤ 10 s	t ≤ 90 s	t > 90 s	t ≤ 0,35 s	0,35 s < t ≤ 60 s	t > 60 s
f = 55,5 Hz	f = 56,5 Hz	f = 57,0 Hz	f = 57,5 Hz	f = 58,5 Hz	f = 56,0 Hz	f = 0,72 log(t) + 57,03 Hz	f = 59 Hz

Justification

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	28 juin 2022	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2022-085	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : Délestage en sous-fréquence automatique

2. Numéro : PRC-006-NPCC-2

3. Objet : La norme de fiabilité régionale du NPCC sur le délestage en sous-fréquence (DSF) automatique établit pour le NPCC des exigences de programme de DSF plus rigoureuses et plus spécifiques que celles de la norme NERC PRC-006 de portée continentale. L'objectif d'un programme de DSF est d'arrêter et de corriger une baisse de fréquence conformément aux critères de performance établis pour le NPCC, tels que stipulés dans le présent document.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1. *Propriétaires d'installation de production*

4.1.2. *Coordonnateurs de la planification*

4.1.3. *Distributeurs* qui sont propriétaires ou responsables de l'exploitation ou de la commande des équipements de DSF requis dans le cadre du programme de DSF établi par les *coordonnateurs de la planification*

4.1.4. *Propriétaires d'installation de transport* qui sont propriétaires ou responsables de l'exploitation ou de la commande des équipements de DSF requis dans le cadre du programme de DSF établi par les *coordonnateurs de la planification*

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la planification* du NPCC dans l'*Interconnexion* de l'Est doit concevoir, pour ses îlots situés entièrement dans la région du NPCC, un programme de DSF dont les caractéristiques de fonctionnement permettent d'empêcher la fréquence de demeurer au-dessous de 59,5 Hz pendant plus de 30 secondes, conformément à la figure 1.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

M1. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives, telles que des rapports, des études de réseau ou des données de transit de puissance saisies en temps réel lors d'événements réseau ainsi que d'autres documents datés, qui attestent sa conformité avec l'exigence E1.

E2. Chaque *coordonnateur de la planification* doit communiquer aux *distributeurs*, aux *propriétaires d'installation de production* et aux *propriétaires d'installation de transport*, dans les 30 jours civils suivant la réception d'une demande, le périmètre des îlots de DSF désignés selon la norme NERC PRC-006 de portée continentale relative au DSF.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

M2. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives, telles que des documents datés, qui attestent sa conformité avec l'exigence E2.

E3. Chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d'installation de transport* du NPCC dans l'*Interconnexion* de l'Est doit mettre en œuvre un programme de DSF automatique qui reflète les conditions normales d'exploitation, à l'exclusion des indisponibilités. Le programme de DSF automatique doit être mis en œuvre îlot par îlot, pour chaque îlot désigné selon la norme PRC-006 de portée continentale de la NERC relative au DSF, selon les modalités suivantes :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

- le programme de DSF doit être mis en œuvre par chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d'installation de transport* en tenant compte des seuils de fréquence, des délais de déclenchement nominaux et des taux de délestage prescrits aux tableaux 1 à 3 de l'annexe C ; ou
- le programme de DSF doit être mis en œuvre collectivement par plusieurs *distributeurs* ou *propriétaires d'installation de transport*, pourvu qu'ils résident dans le même îlot de DSF désigné par le *coordonnateur de la planification* selon l'exigence E2. Ces *distributeurs* ou *propriétaires d'installation de transport* doivent mettre en œuvre, selon une entente conjointe, un programme de DSF automatique global qui déleste leurs pointes simultanées de *charge* nette globale en tenant compte des seuils de fréquence, des délais de déclenchement nominaux et des taux de délestage prescrits aux tableaux 1 à 3 de l'annexe C.

M3. Chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d'installation de transport* du NPCC dans l'*Interconnexion* de l'Est doit conserver des pièces justificatives, telles que des rapports ou d'autres documents, qui indiquent l'emplacement et la valeur des charges à délester dans sa zone respective (ainsi que les seuils de fréquence correspondants) dans les circuits visés par son programme de DSF stipulé à l'exigence E3 (voir les tableaux 1 à 3 de l'annexe C).

E4. Chaque *distributeur* ou *propriétaire d'installation de transport* du NPCC dans l'*Interconnexion* de l'Est qui ne respecte pas les paramètres de programme de DSF prescrits aux tableaux 1 à 3 de l'annexe C, et chaque *distributeur* ou *propriétaire d'installation de transport* dans l'*Interconnexion* du Québec qui ne respecte pas les paramètres de programme de DSF spécifiés par son *coordonnateur de la planification*, doit :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

- dans un délai de 30 jours civils après avoir constaté qu'il ne respecte pas les paramètres spécifiés, en aviser son *coordonnateur de la planification* ; et
- dans un délai de 180 jours civils après avoir avisé son *coordonnateur de la planification* :

  1) établir un *plan d'actions correctives* et un calendrier de mise en œuvre, d'un commun accord avec son *coordonnateur de la planification* ; ou
  2) remettre à son *coordonnateur de la planification* une étude technique qui démontre que les écarts par rapport aux paramètres du programme n'entraîneront pour aucun îlot le non-respect des critères de performance de DSF. L'étude technique doit être jugée acceptable par le *coordonnateur de la planification* avant la mise en œuvre des écarts par rapport aux paramètres du programme, et doit attester la coordination avec les programmes de DSF de toutes les entités qui résident dans le ou les mêmes îlots désignés par le *coordonnateur de la planification* selon l'exigence E2. L'étude technique doit aussi attester la coordination avec les autres programmes de DSF des *coordonnateurs de la planification* adjacents ; ou
  3) remettre à son *coordonnateur de la planification* une analyse démontrant qu'il n'existe aucune autre solution de délestage qui permettrait au *distributeur* ou au *propriétaire d'installation de transport* de se conformer au tableau 2 ou 3 de l'annexe C.

M4. Chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d'installation de transport* doit conserver des pièces justificatives, telles que des rapports, des analyses, des études de réseau ou des documents datés, qui attestent sa conformité avec l'exigence E4.

E5. Chaque *coordonnateur de la planification* doit établir, et réexaminer au moins une fois toutes les cinq années civiles, les seuils de blocage (notamment la tension, le courant et le délai) qui doivent être utilisés dans le programme de DSF de sa région.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

M5. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives, telles que des rapports, des études de réseau ou des analyses, qui attestent sa conformité avec l'exigence E5.

E6. Chaque *coordonnateur de la planification* doit transmettre à chaque *propriétaire d'installation de transport* et à chaque *distributeur* dans sa zone de *coordonnateur de la planification* les seuils de blocage applicables dans les 30 jours civils suivant tout changement.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

M6. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives, telles que des lettres, des courriels ou d'autres documents datés, qui attestent sa conformité avec l'exigence E6.

E7. Chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d'installation de transport* qui reçoit une notification selon l'exigence E6 doit établir et soumettre un plan de mise en œuvre relatif aux seuils de blocage, pour approbation par le *coordonnateur de la planification*, dans les 90 jours civils suivant la demande du *coordonnateur de la planification*.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

M7. Chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d'installation de transport* doit conserver des pièces justificatives, telles que des lettres, des courriels ou d'autres documents datés, qui attestent sa conformité avec l'exigence E7.

E8. Chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d'installation de transport* doit mettre en place les seuils de blocage transmis par son *coordonnateur de la planification* selon l'exigence E6, conformément au plan de mise en œuvre approuvé par le *coordonnateur de la planification* selon l'exigence E7.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]

M8. Chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d'installation de transport* doit conserver des pièces justificatives, telles que des rapports d'essais, des fiches techniques, des ordres de travail remplis ou d'autres documents, qui attestent sa conformité avec l'exigence E8.

E9. Chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d'installation de transport* doit, tous les ans (mais sans dépasser 15 mois entre les mises à jour), transmettre à son *coordonnateur de la planification* des documents indiquant la *charge* nette réelle qui aurait été délestée par les relais de DSF à chaque stade du programme de DSF. La *charge* nette réelle doit correspondre à la *charge* nette intégrée de la pointe horaire de l'entité pour l'année précédente, cette valeur étant déterminée par mesure ou par calcul de la *charge* passant par les interrupteurs dont les relais de DSF commanderaient l'ouverture. En l'absence de données de mesure, on peut utiliser des données obtenues par calcul.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

M9. Chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d'installation de transport* doit conserver des pièces justificatives, telles que des rapports, des chiffriers ou d'autres documents datés qu'il a transmis à son *coordonnateur de la planification* et qui indiquent la valeur nette de la charge délestée et le pourcentage de la pointe de charge à chaque stade de son programme de DSF afin d'attester sa conformité avec l'exigence E9.

E10. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit régler chaque relais de déclenchement en sous-fréquence de groupe de production, si un tel relais existe, à une valeur égale ou inférieure à la courbe appropriée de déclenchement des groupes de production de la figure 2, sauf si les exigences E13 ou E16 l'en exemptent.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

M10. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit conserver des pièces justificatives, telles que des rapports, des fiches techniques, des chiffriers ou d'autres documents, qui attestent sa conformité avec l'exigence E10.

E11. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit communiquer les réglages de déclenchement en sous-fréquence des groupes de production et leur temporisation dans un délai de 45 jours civils après en avoir reçu la demande de son *coordonnateur de la planification*.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

M11. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit conserver des pièces justificatives, telles que des courriels, des lettres ou d'autres documents datés, qui attestent sa conformité avec l'exigence E11.

E12. Chaque *propriétaire d'installation de production* ayant un nouveau groupe de production, ou encore un groupe existant dont la capacité nette a été accrue de plus de 10 %, doit :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [horizon : planification à long terme]

12.1. élaborer des mesures visant à empêcher le déclenchement direct ou indirect du groupe de production en sous-fréquence à une valeur supérieure à la courbe appropriée de déclenchement des groupes de production de la figure 2 ;

12.2. concevoir tout système auxiliaire nécessaire au fonctionnement du groupe de production, ainsi que tout dispositif destiné à contrôler ou à protéger un tel système auxiliaire, de façon qu'il ne déclenche pas le groupe en sous-fréquence à une valeur supérieure à la courbe appropriée de déclenchement des groupes de production de la figure 2.

M12. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit conserver des pièces justificatives, telles que des rapports, des fiches techniques, des devis, des notes de service ou d'autres documents, qui attestent sa conformité avec l'exigence E12.

E13. Dans le cas des groupes de production non nucléaire qui étaient en service avant le 1er juillet 2015, et dont la protection en sous-fréquence est réglée pour se déclencher à une valeur supérieure à la courbe appropriée de la figure 2 :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

13.1. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit régler la protection en sous-fréquence pour qu'elle se déclenche à une fréquence aussi basse que possible compte tenu de la conception des centrales et des restrictions prévues dans les permis.

13.2. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit communiquer à son *coordonnateur de la planification* les réglages existants de la protection en sous-fréquence et toute modification qui leur est apportée, ainsi que la justification technique des réglages.

13.3. Chaque *coordonnateur de la planification* de l'Ontario, du Québec et des provinces maritimes doit demander que soit assuré, par un *distributeur* ou un *propriétaire d'installation de transport* et conformément à l'annexe A, un délestage compensatoire suffisant pour compenser la perte de groupes de production dans le cas d'un déclenchement précoce à l'intérieur de l'îlot de DSF désigné par le *coordonnateur de la planification* à l'exigence E2.

13.4. Chaque *propriétaire d'installation de production* dans les zones de *coordonnateur de la planification* de l'ISO New England (ISO-NE) et du New York Independent System Operator (NYISO) doit demander que soit assuré, par un *distributeur* ou un *propriétaire d'installation de transport* et conformément à l'annexe B, un délestage suffisant pour compenser la perte de groupes de production dans le cas d'un déclenchement précoce à l'intérieur de l'îlot de DSF désigné par le *coordonnateur de la planification* à l'exigence E2.

M13. Chaque *propriétaire d'installation de production* ayant des groupes de production non nucléaire qui étaient en service avant le 1er juillet 2015 et dont les réglages de déclenchement en sous-fréquence ne sont pas conformes à l'exigence E10 doit conserver des pièces justificatives, telles que des rapports, des chiffriers, des notes de service ou des documents datés, qui attestent sa conformité avec l'exigence E13.

E14. Chaque *coordonnateur de la planification* de l'Ontario, du Québec et des provinces maritimes doit s'appuyer sur les critères de l'annexe A pour déterminer le délestage compensatoire prescrit à l'alinéa 13.3 pour les groupes de production dans sa zone respective du NPCC.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

M14. Chaque *coordonnateur de la planification* de l'Ontario, du Québec et des provinces maritimes doit conserver des pièces justificatives, telles que des rapports, des notes de service ou d'autres documents, qui attestent l'application de la méthode de l'annexe A ainsi que la conformité avec l'exigence E14.

E15. Chaque *propriétaire d'installation de production*, *distributeur* et *propriétaire d'installation de transport* dans les zones de *coordonnateur de la planification* de l'ISO-NE et du NYISO doit s'appuyer sur les critères de l'annexe B pour déterminer le délestage compensatoire prescrit à l'alinéa 13.4 pour les groupes de production dans sa zone respective du NPCC.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

M15. Chaque *propriétaire d'installation de production*, *distributeur* et *propriétaire d'installation de transport* dans les zones de *coordonnateur de la planification* de l'ISO-NE et du NYISO doit conserver des pièces justificatives, telles que des rapports, des notes de service ou d'autres documents, qui attestent l'application de la méthode de l'annexe B ainsi que la conformité avec l'exigence E15.

E16. Chaque *propriétaire d'installation de production* ayant des centrales nucléaires qui comportent des groupes de production dont les relais de déclenchement en sous-fréquence sont réglés au-dessus de la courbe de déclenchement des groupes de production de l'*Interconnexion* de l'Est à la figure 2, selon les critères de conception utilisés pour l'obtention du permis, doit :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

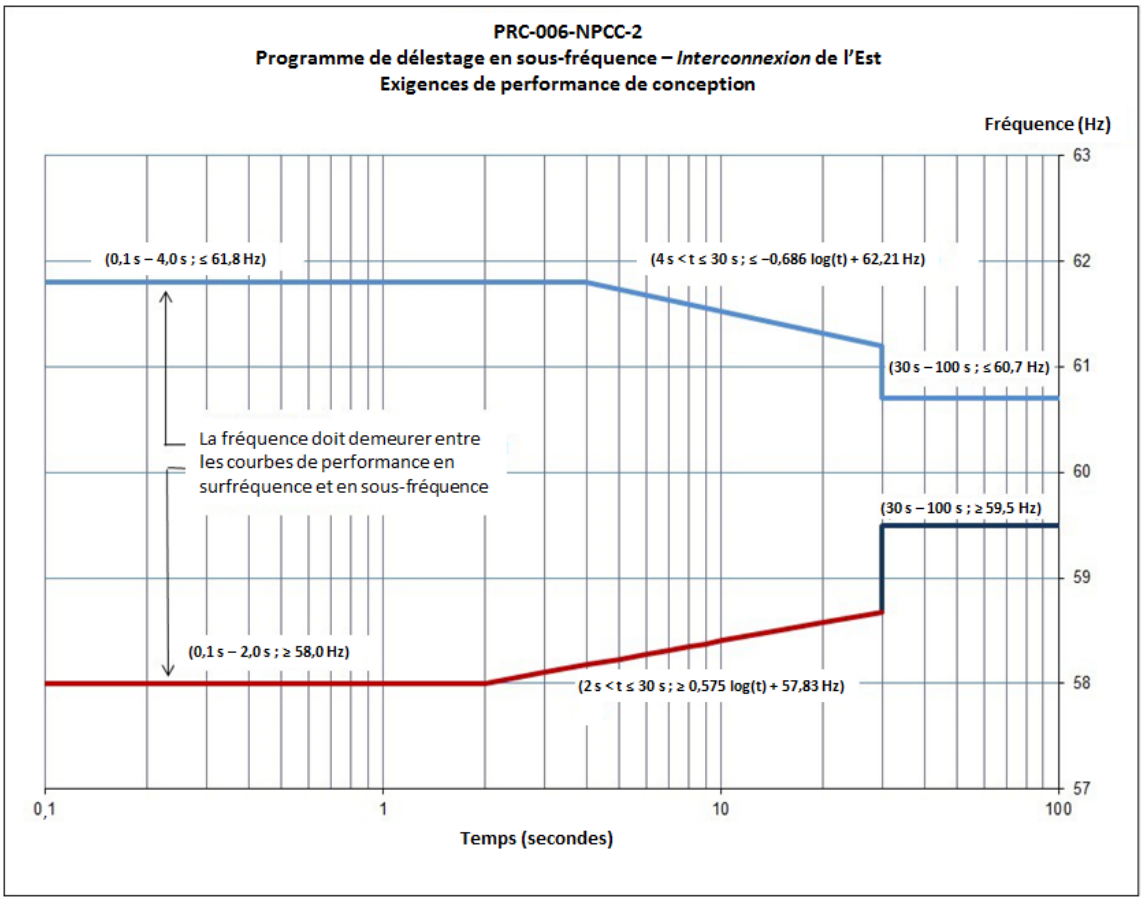
16.1. régler la protection en sous-fréquence pour qu'elle se déclenche à une fréquence aussi basse que possible compte tenu de la conception des centrales et des restrictions prévues dans les permis, mais d'au plus 57,8 Hz ;

16.2. établir la tolérance supérieure de réglage du seuil de fréquence à au plus +0,1 Hz ;

16.3. communiquer au *coordonnateur de la planification* les réglages initiaux du seuil de fréquence, toute modification qui leur est apportée ainsi que la justification technique des réglages.

M16. Chaque *propriétaire d'installation de production* ayant des groupes de production nucléaire dont les réglages de déclenchement sont au-dessus de la courbe appropriée de déclenchement des groupes de production de la figure 2 doit conserver des pièces justificatives, telles que des lettres, des rapports ou des documents datés, qui attestent sa conformité avec l'exigence E16.

Figure 1



Exigences en surfréquence de la norme NERC PRC-006 (norme de portée continentale relative au DSF)

Exigences en sous-fréquence de la norme NERC PRC-006 (norme de portée continentale relative au DSF), jusqu'à 30 s seulement

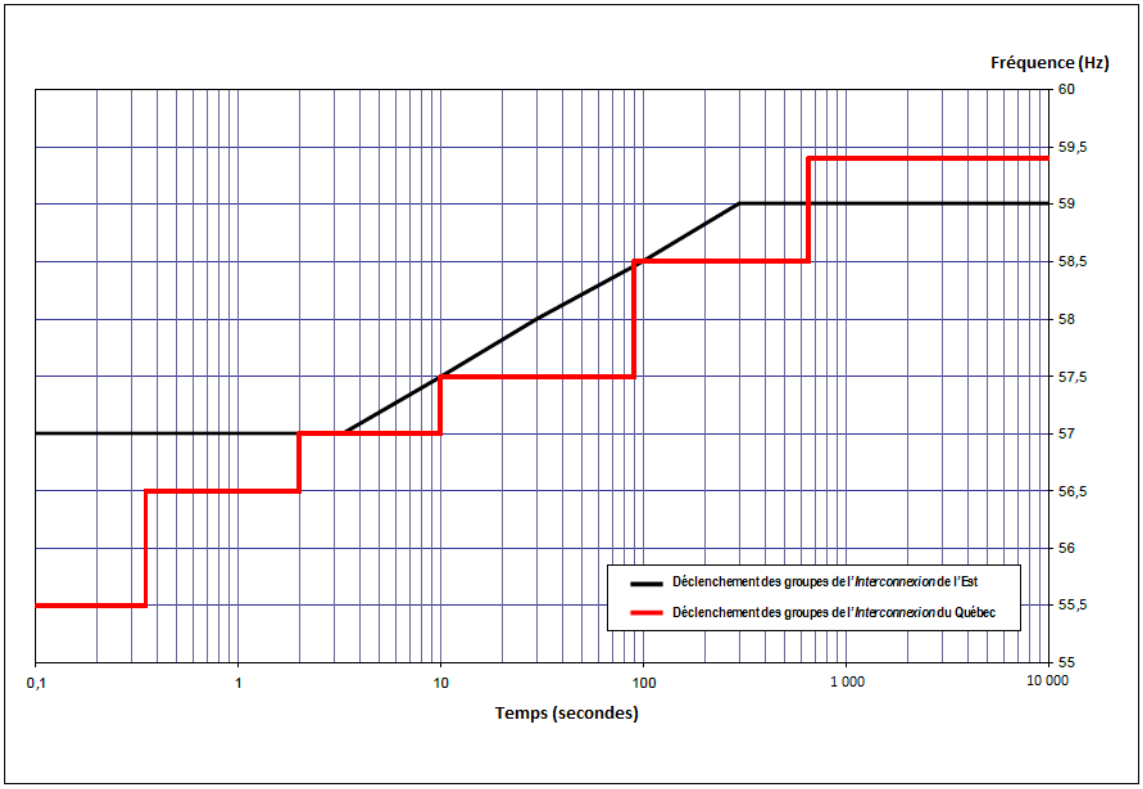
Exigences en sous-fréquence de la norme NERC PRC-006-NPCC (norme régionale relative au DSF), plus rigoureuses que celles de la norme de portée continentale entre 30 et 100 s

Données des courbes :

Exigences en surfréquence		Source
t ≤ 4 s	f = 61,8 Hz	NERC PRC-006 (norme de portée continentale relative au DSF)
4 s < t ≤ 30 s	f = −0,686 log(t) + 62,21 Hz	
t > 30 s	f = 60,7 Hz	

Exigences en sous-fréquence		Source
t ≤ 2 s	f = 58,0 Hz	NERC PRC-006 (norme de portée continentale relative au DSF)
2 s < t ≤ 30 s	f = 0,575 log(t) + 57,83 Hz	
t > 30 s	f = 59,5 Hz	NERC PRC-006-NPCC (norme régionale relative au DSF)

Figure 2
PRC-006-NPCC-2
Programme de délestage en sous-fréquence – Seuils pour le réglage du déclenchement en sous-fréquence des groupes de production



C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Northeast Power Coordinating Council

1.2. Conservation des pièces justificatives

Le *distributeur* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent conserver les pièces justificatives pour les mesures M2, M3, M4, M5, M8 et M9 pendant trois années civiles.

Le *coordonnateur de la planification* doit conserver les pièces justificatives pour les mesures M1, M2, M5, M6 et M7 pendant trois années civiles.

Le *distributeur*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *propriétaire d'installation de production* doivent conserver les pièces justificatives pour la mesure M15 pendant trois années civiles.

Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver les pièces justificatives pour les mesures M10, M11, M12, M13 et M16 pendant trois années civiles.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations volontaires

Plaintes

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *coordonnateur de la planification* n'a pas conçu un programme de DSF suffisamment performant pour empêcher la fréquence de demeurer au-dessous de 59,5 Hz conformément à la figure 1.
E2.	Le *coordonnateur de la planification* a communiqué les limites des îlots de DSF désignés selon la norme NERC PRC-006 de portée continentale relative au DSF, mais dans un délai de plus de 30 jours civils et d'au plus 40 jours suivant la réception d'une demande.	Le *coordonnateur de la planification* a communiqué les limites des îlots de DSF désignés selon la norme NERC PRC-006 de portée continentale relative au DSF, mais dans un délai de plus de 40 jours civils et d'au plus 50 jours suivant la réception d'une demande.	Le *coordonnateur de la planification* a communiqué les limites des îlots de DSF désignés selon la norme NERC PRC-006 de portée continentale relative au DSF, mais dans un délai de plus de 50 jours civils et d'au plus 60 jours suivant la réception d'une demande.	Le *coordonnateur de la planification* n'a pas communiqué les limites des îlots de DSF désignés selon la norme NERC PRC-006 de portée continentale relative au DSF dans un délai de 60 jours civils suivant la réception d'une demande.
E3.	Le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* a omis de mettre en œuvre les réglages appropriés pour une proportion de 20 % ou moins des relais désignés comme faisant partie du programme de DSF, ou la valeur de délestage présente un écart d'au plus 10 % par rapport celle prescrite pour chaque stade du programme.	Le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* a omis de mettre en œuvre les réglages appropriés pour une proportion de 20 % à 40 % des relais désignés comme faisant partie du programme de DSF, ou la valeur de délestage présente un écart d'au plus 20 % par rapport celle prescrite pour chaque stade du programme.	Le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* a omis de mettre en œuvre les réglages appropriés pour une proportion de 40 % à 60 % des relais désignés comme faisant partie du programme de DSF, ou la valeur de délestage présente un écart d'au plus 30 % par rapport celle prescrite pour chaque stade du programme.	Le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* a omis de mettre en œuvre les réglages appropriés pour une proportion de plus de 60 % des relais désignés comme faisant partie du programme de DSF, ou la valeur de délestage présente un écart de plus de 30 % par rapport à celle prescrite pour chaque stade du programme.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4.	Le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* qui ne respecte pas les tolérances, le nombre de stades ou les consignes de fréquence du programme de DSF a rempli les obligations des alinéas 5.1 à 5.4 de l'exigence E5, mais a dépassé pour une période allant jusqu'à plus de 10 jours civils, mais d'au plus 20 jours civils, les limites de temps pour au moins un de ces quatre alinéas.	Le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* qui ne respecte pas les tolérances, le nombre de stades ou les consignes de fréquence du programme de DSF a rempli les obligations des alinéas 5.1 à 5.4 de l'exigence E5, mais a dépassé de plus de 20 jours civils et d'au plus 30 jours civils les limites de temps pour au moins un de ces quatre alinéas.	Le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* qui ne respecte pas les tolérances, le nombre de stades ou les consignes de fréquence du programme de DSF a rempli les obligations, mais a dépassé de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils les limites de temps pour au moins un de ces quatre alinéas.	Le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* qui ne respecte pas les tolérances, le nombre de stades ou les consignes de fréquence du programme de DSF n'a pas rempli les obligations de tous les alinéas de l'exigence E5 sans dépasser de 60 jours civils les limites de temps pour chacun de ces alinéas.
E5.	Le *coordonnateur de la planification* a établi et réexaminé au moins une fois toutes les cinq années civiles les seuils de blocage pour moins de 100 % mais au moins 95 % des relais compris dans le programme de DSF de sa région.	Le *coordonnateur de la planification* a établi et réexaminé au moins une fois toutes les cinq années civiles les seuils de blocage pour moins de 95 % mais au moins 90 % des relais compris dans le programme de DSF de sa région.	Le *coordonnateur de la planification* a établi et réexaminé au moins une fois toutes les cinq années civiles les seuils de blocage pour moins de 90 % mais au moins 85 % des relais compris dans le programme de DSF de sa région.	Le *coordonnateur de la planification* a établi et réexaminé au moins une fois toutes les cinq années civiles les seuils de blocage pour moins de 85 % des relais compris dans le programme de DSF de sa région.
E6.	Le *coordonnateur de la planification* a transmis à un *propriétaire d'installation de transport* ou à un *distributeur* dans sa zone de *coordonnateur de la planification* les seuils de blocage applicables dans un délai de plus de 30 jours civils et d'au plus 40 jours civils suivant un changement.	Le *coordonnateur de la planification* a transmis à un *propriétaire d'installation de transport* ou à un *distributeur* dans sa zone de *coordonnateur de la planification* les seuils de blocage applicables dans un délai de plus de 40 jours civils et d'au plus 50 jours civils suivant un changement.	Le *coordonnateur de la planification* a transmis à un *propriétaire d'installation de transport* ou à un *distributeur* dans sa zone de *coordonnateur de la planification* les seuils de blocage applicables dans un délai de plus de 50 jours civils et d'au plus 60 jours civils suivant un changement.	Le *coordonnateur de la planification* n'a pas transmis à un *propriétaire d'installation de transport* ou à un *distributeur* dans sa zone de *coordonnateur de la planification* les seuils de blocage applicables dans un délai de 60 jours civils suivant un changement.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E7.	Le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* a établi et soumis son plan de mise en œuvre dans un délai de plus de 90 jours civils et d'au plus 100 jours civils suivant la demande.	Le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* a établi et soumis son plan de mise en œuvre dans un délai de plus de 100 jours civils et d'au plus 110 jours civils suivant la demande.	Le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* a établi et soumis son plan de mise en œuvre dans un délai de plus de 110 jours civils et d'au plus 120 jours civils suivant la demande.	Le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* n'a pas établi et soumis son plan de mise en œuvre dans un délai de 120 jours civils suivant la demande.
E8.	A mis en place les seuils de blocage transmis par son *coordonnateur de la planification* conformément au plan de mise en œuvre approuvé par le *coordonnateur de la planification* pour moins de 100 %, mais au moins 95 %, des relais de DSF.	Le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* a mis en place les seuils de blocage transmis par son *coordonnateur de la planification* conformément au plan de mise en œuvre approuvé par le *coordonnateur de la planification* pour moins de 95 %, mais au moins 90 %, des relais de DSF.	Le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* a mis en place les seuils de blocage transmis par son *coordonnateur de la planification* conformément au plan de mise en œuvre approuvé par le *coordonnateur de la planification* pour moins de 90 %, mais au moins 85 %, des relais de DSF.	Le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* a mis en place les seuils de blocage transmis par son *coordonnateur de la planification* conformément au plan de mise en œuvre approuvé par le *coordonnateur de la planification* pour moins de 85 % des relais de DSF.
E9.	Le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* a transmis à son *coordonnateur de la planification* des documents indiquant la *charge* nette réelle qui aurait été délestée par les relais de DSF à chaque stade du programme de DSF, selon l'exigence E11, plus de 15 mois civils, mais au plus 16 mois civils, après la dernière mise à jour.	Le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* a transmis à son *coordonnateur de la planification* des documents indiquant la *charge* nette réelle qui aurait été délestée par les relais de DSF à chaque stade du programme de DSF, selon l'exigence E11, plus de 16 mois civils, mais au plus 17 mois civils, après la dernière mise à jour.	Le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* a transmis à son *coordonnateur de la planification* des documents indiquant la *charge* nette réelle qui aurait été délestée par les relais de DSF à chaque stade du programme de DSF, selon l'exigence E11, plus de 17 mois civils, mais au plus 18 mois civils, après la dernière mise à jour.	Le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* n'a pas transmis à son *coordonnateur de la planification* des documents indiquant la *charge* nette réelle qui aurait été délestée par les relais de DSF à chaque stade du programme de DSF, selon l'exigence E11, 18 mois civils après la dernière mise à jour.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E10.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *propriétaire d'installation de production* n'a pas réglé le relais de déclenchement en sous-fréquence de chaque groupe de production, si un tel relais existe, à une valeur égale ou inférieure à la courbe appropriée de déclenchement des groupes de production de la figure 2, sauf si une exemption s'applique.
E11.	Le *propriétaire d'installation de production* a communiqué les réglages de déclenchement en sous-fréquence des groupes de production et leur temporisation plus de 45 jours civils, mais au plus 55 jours civils, après la demande du *coordonnateur de la planification.*	Le *propriétaire d'installation de production* a communiqué les réglages de déclenchement en sous-fréquence des groupes de production et leur temporisation plus de 55 jours civils, mais au plus 65 jours civils, après la demande du *coordonnateur de la planification.*	Le *propriétaire d'installation de production* a communiqué les réglages de déclenchement en sous-fréquence des groupes de production et leur temporisation plus de 65 jours civils, mais au plus 75 jours civils, après la demande du *coordonnateur de la planification.*	Le *propriétaire d'installation de production* n'a pas communiqué les réglages de déclenchement en sous-fréquence des groupes de production et leur temporisation dans un délai de 75 jours civils après la demande du *coordonnateur de la planification.*
E12.	Sans objet	Sans objet	Le *propriétaire d'installation de production* ayant un nouveau groupe de production ou un groupe existant dont la capacité nette a été accrue de plus de 10 % : n'a pas rempli l'obligation de l'alinéa 12.1 de l'exigence E12 ; OU n'a pas rempli l'obligation de l'alinéa 12.2 de l'exigence E12.	Le *propriétaire d'installation de production* ayant un nouveau groupe de production ou un groupe existant dont la capacité nette a été accrue de plus de 10 % n'a rempli ni l'obligation de l'alinéa 12.1, ni celle de l'alinéa 12.2 de l'exigence E12.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E13.	Sans objet	Le *propriétaire d'installation de production* n'a pas communiqué au *coordonnateur de la planification* les réglages existants de la protection en sous-fréquence et toute modification qui leur est apportée, ainsi que la justification technique des réglages, conformément à l'alinéa 13.2 de l'exigence E13.	Le *propriétaire d'installation de production* n'a pas réglé la protection en sous-fréquence pour qu'elle se déclenche à une fréquence aussi basse que possible compte tenu de la conception des installations et des restrictions prévues dans les permis, conformément à l'alinéa 13.1 de l'exigence E13.	Le *coordonnateur de la planification* de l'Ontario, du Québec ou des provinces maritimes ou le *propriétaire d'installation de production* dans les zones de *coordonnateur de la planification* de l'ISO-NE et du NYISO n'a pas demandé que soit assuré un délestage compensatoire conformément à l'alinéa 13.3 de l'exigence E13.
E14.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *coordonnateur de la planification* ne s'est pas appuyé sur les critères de l'annexe A pour déterminer le délestage compensatoire prescrit.
E15.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *propriétaire d'installation de production*, le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* ne s'est pas appuyé sur les critères de l'annexe B pour déterminer le délestage compensatoire prescrit.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E16.	Sans objet	Le *propriétaire d'installation de production* n'a pas communiqué au *coordonnateur de la planification* les réglages initiaux du seuil de fréquence, toute modification qui leur est apportée ainsi que la justification technique des réglages conformément à l'alinéa 16.3 de l'exigence E16.	Le *propriétaire d'installation de production* : n'a pas réglé la protection en sous-fréquence conformément à l'alinéa 16.1 de l'exigence E16 ; OU n'a pas établi la tolérance supérieure de réglage du seuil de fréquence conformément à l'alinéa 16.2 de l'exigence E16.	Le *propriétaire d'installation de production* n'a rempli ni l'obligation de l'alinéa 16.1, ni celle de l'alinéa 16.2 de l'exigence E16.

D. Différences régionales

Sans objet

E. Documents connexes

Justification technique

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	9 février 2012	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	
2	23 juin 2015	Transmission de la demande RSAR	
2	5 novembre 2019	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	
2	18 février 2020	Ordonnance de la FERC approuvant la norme PRC-006-NPCC-2 (dossier RD20-1-000)	

Annexes de la norme

PRC-006-NPCC-2 – Annexe A

Critères de délestage compensatoire pour l'Ontario, le Québec et les provinces maritimes

En Ontario, au Québec et dans les provinces maritimes, le *coordonnateur de la planification* est chargé d'établir les exigences de délestage compensatoire pour tous les groupes de production non nucléaire de sa zone du NPCC dont la protection en sous-fréquence est réglée pour se déclencher à une valeur supérieure à la courbe appropriée de la figure 2. En outre, il incombe au *coordonnateur de la planification* de communiquer ces exigences aux *distributeurs* ou aux *propriétaires d'installation de transport* appropriés et de veiller à ce qu'un délestage compensatoire adéquat soit assuré dans tous les îlots visés par un programme de DSF où les groupes de production en question pourraient être en service.

La méthode décrite ci-après présente un ensemble de critères que doit respecter le *coordonnateur de la planification* pour établir les exigences de délestage compensatoire dans le cadre de son évaluation du programme de DSF selon la norme PRC de la NERC relative au DSF :

1. Le *coordonnateur de la planification* doit dresser et tenir à jour une liste de tous les groupes de production non nucléaire dans sa zone de *coordonnateur de la planification* qui étaient en service avant la date d'entrée en vigueur de la norme régionale (soit le 1er juillet 2015 pour la norme PRC-006-NPCC-1). Cette liste doit indiquer les groupes de production, le cas échéant, dont la protection en sous-fréquence est réglée pour se déclencher à une valeur supérieure à la courbe appropriée de la figure 2. Pour les groupes de production qui ne figurent pas sur la liste, la protection en sous-fréquence doit être réglée pour se déclencher à une valeur égale ou inférieure à la courbe appropriée de la figure 2. La liste doit comprendre les renseignements suivants sur chaque groupe de production :

    1.1 le nom du groupe de production et sa puissance ;
    1.2 les réglages de déclenchement en sous-fréquence, y compris les consignes de fréquence et la temporisation correspondante ;
    1.3 l'emplacement physique et électrique du groupe ;
    1.4 tous les îlots au sein desquels le groupe peut être en service.

2. Pour chaque groupe de production inscrit sur la liste décrite à l'alinéa précédent, le *coordonnateur de la planification* doit établir les exigences de délestage compensatoire en respectant les critères suivants :

    2.1 Demander qu'un délestage compensatoire soit assuré par un *distributeur* ou un *propriétaire d'installation de transport* qui possède des relais de DSF au sein du ou des îlots désignés par le *coordonnateur de la planification* dans lesquels le groupe peut être en service.

    2.2 En Ontario et dans les provinces maritimes, le délestage compensatoire assuré par le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* s'ajoute à la charge que le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* doit délester conformément à l'exigence E4.

    2.3 Le délestage compensatoire doit être assuré au stade du programme de DSF (ou aux seuils associés aux différents stades pour le Québec) dont le réglage de seuil de fréquence correspond à la fréquence la plus élevée à laquelle le groupe de production en question peut se déclencher au-dessus de la courbe appropriée de la figure 2 pendant un incident de sous-fréquence. Si la fréquence la plus élevée à laquelle le groupe peut se déclencher au-dessus de la courbe appropriée de la figure 2 ne

correspond pas à un réglage de seuil particulier d'un stade du programme de DSF, alors le délestage compensatoire doit être assuré au stade du programme de DSF dont le réglage de seuil de fréquence est supérieur à la fréquence la plus élevée à laquelle le groupe en question peut se déclencher au-dessus de la courbe appropriée de la figure 2.

2.4 Le délestage compensatoire doit équivaloir, à 5 % près, à la moyenne sur les deux années civiles précédentes de la puissance nette en mégawatts du groupe de production, selon ce qui est précisé par le *coordonnateur de la planification*, plus la partie de la charge de centrale dont on prévoit qu'elle serait transférée au réseau au moment de la perte de l'installation. La puissance nette ne devrait tenir compte que des heures où le groupe de production génère une puissance nette pour le réseau électrique.

Dans le cas particulier d'un groupe de production qui a été raccordé au réseau électrique pendant moins de deux années civiles, le délestage compensatoire doit équivaloir, à 5 % près, à la capacité saisonnière maximale déclarée du groupe sur deux années civiles, plus la partie de la charge de centrale dont on prévoit qu'elle serait transférée au réseau au moment de la perte de l'installation.

PRC-006-NPCC-2 – Annexe B

Critères de délestage compensatoire pour l'ISO-NE et le NYISO

Dans les États de la Nouvelle-Angleterre et l'État de New York, le *propriétaire d'installation de production* est chargé d'établir un programme de délestage compensatoire pour tous les groupes de production non nucléaire existants dont la protection en sous-fréquence est réglée pour se déclencher à une valeur supérieure à la courbe appropriée de la figure 2 de la présente norme. Le *propriétaire d'installation de production* doit s'appuyer sur la méthode décrite ci-après pour établir les exigences de délestage compensatoire :

1. Le *propriétaire d'installation de production* doit dresser et tenir à jour une liste de tous les groupes de production non nucléaire existants qui étaient en service avant la date d'entrée en vigueur de la norme régionale (soit le 1er juillet 2015 pour la norme PRC-006-NPCC-1). Cette liste doit indiquer les groupes de production du *propriétaire d'installation de production*, le cas échéant, dont la protection en sous-fréquence est réglée pour se déclencher à une valeur supérieure à la courbe appropriée de la figure 2. Pour les groupes de production qui ne figurent pas sur la liste, la protection en sous-fréquence doit être réglée pour se déclencher à une valeur égale ou inférieure à la courbe appropriée de la figure 2. La liste doit comprendre les renseignements suivants sur chaque groupe de production :

    1.1 le nom du groupe de production et sa puissance ;
    1.2 les réglages de déclenchement en sous-fréquence, y compris les consignes de fréquence et la temporisation correspondante ;
    1.3 l'emplacement physique et électrique du groupe ;
    1.4 l'îlot le plus petit au sein duquel le groupe peut être en service, selon ce qui est établi par le *coordonnateur de la planification* à l'exigence E1 de la présente norme.

2. Pour chaque groupe de production inscrit sur la liste décrite à l'alinéa précédent, le *propriétaire d'installation de production* doit établir les exigences de délestage compensatoire en respectant les critères suivants :

    2.1 Dans les cas où un *distributeur* ou un *propriétaire d'installation de transport* a coordonné les réglages de protection avec le *propriétaire d'installation de production* de manière que le groupe de production se déclenche à une valeur supérieure à la courbe appropriée de la figure 2, le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* est tenu d'assurer un délestage compensatoire approprié au sein du même plus petit îlot désigné par le *coordonnateur de la planification* à l'exigence E1 de la présente norme.

    2.2 Dans les cas où un *propriétaire d'installation de production* possède un groupe de production qui ne peut physiquement respecter les exigences de consigne définies par la courbe appropriée de la figure 2, il doit faire en sorte qu'un délestage compensatoire suffisant soit assuré par un *distributeur* ou un *propriétaire d'installation de transport* au sein du même plus petit îlot désigné par le *coordonnateur de la planification* à l'exigence E1 de la présente norme.

    2.3 Le délestage compensatoire assuré par le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* s'ajoute à la charge que celui-ci doit délester conformément à l'exigence E4 de la présente norme.

    2.4 Le délestage compensatoire doit être assuré au stade du programme de DSF dont le réglage de seuil de fréquence correspond à la fréquence à laquelle le groupe de

production en question doit être déclenché, ou à la fréquence qui s'en approche le plus possible tout en étant supérieure.

2.5 Le délestage compensatoire doit équivaloir, à 5 % près, à la moyenne sur les deux années civiles précédentes de la puissance nette en mégawatts du groupe de production, selon ce qui est précisé par le *coordonnateur de la planification*, plus la partie de la charge de centrale dont on prévoit qu'elle serait transférée au réseau au moment de la perte de l'installation. La puissance nette ne devrait tenir compte que des heures où le groupe de production génère une puissance nette pour le réseau électrique.

Dans le cas particulier d'un groupe de production qui a été raccordé au réseau électrique pendant moins de deux années civiles, le délestage compensatoire doit équivaloir, à 5 % près, à la capacité saisonnière maximale déclarée du groupe sur deux années civiles, plus la partie de la charge de centrale dont on prévoit qu'elle serait transférée au réseau au moment de la perte de l'installation.

PRC-006-NPCC-2 – Annexe C

Tableau 1 : Délestage en sous-fréquence (DSF) pour l'*Interconnexion* de l'Est

Les *distributeurs* et les *propriétaires d'installation de transport* dont la pointe de charge nette est de 100 MW[1] ou plus doivent mettre en œuvre un programme de DSF ayant les caractéristiques suivantes.

Stade du programme de DSF	Seuil de fréquence (Hz)	Temporisation minimale du relais (s)	Délai de déclenchement nominal total (s)[2]	Délestage pour le stade, en pourcentage de la charge du *distributeur* ou du *propriétaire d'installation de transport*	Délestage cumulatif, en pourcentage de la charge du *distributeur* ou du *propriétaire d'installation de transport*
1	59,5	0,10	0,30	6,5 – 7,5	6,5 – 7,5
2	59,3	0,10	0,30	6,5 – 7,5	13,5 – 14,5
3	59,1	0,10	0,30	6,5 – 7,5	20,5 – 21,5
4	58,9	0,10	0,30	6,5 – 7,5	27,5 – 28,5
5	59,5	0,10	10,0	2 – 3	29,5 – 31,5

Tableau 2 : Délestage en sous-fréquence (DSF) pour l'*Interconnexion* de l'Est

Les *distributeurs* et les *propriétaires d'installation de transport* dont la pointe de charge nette est de 50 MW[1] ou plus, mais de moins de 100 MW[1], doivent mettre en œuvre un programme de DSF ayant les caractéristiques suivantes.

Stade du programme de DSF	Seuil de fréquence (Hz)	Temporisation minimale du relais (s)	Délai de déclenchement nominal total (s)[2]	Délestage pour le stade, en pourcentage de la charge du *distributeur* ou du *propriétaire d'installation de transport*	Délestage cumulatif, en pourcentage de la charge du *distributeur* ou du *propriétaire d'installation de transport*
1	59,5	0,10	0,30	14 – 25	14 – 25
2	59,1	0,10	0,30	14 – 25	28 – 50

1. La pointe de charge nette doit être calculée comme étant la valeur moyenne de pointe de charge nette pour les trois années précédentes, à l'exclusion de l'année en cours.
2. Le délai de déclenchement nominal total comprend le temps d'actionnement du relais de déclenchement en sous-fréquence, le temps d'actionnement de tout relais auxiliaire interposé, le délai de communication et la durée de coupure assignée du disjoncteur. Le temps d'actionnement du relais de déclenchement en sous-fréquence est mesuré à partir du moment où la fréquence passe par la consigne de fréquence, en utilisant un taux d'affaissement de la fréquence testé de 0,2 Hz par seconde. Si le temps d'actionnement du relais dépend du taux d'affaissement de la fréquence, alors le temps d'actionnement du relais de déclenchement en sous-fréquence et tout autre essai effectué subséquemment sur les relais de déclenchement en sous-fréquence doivent être basés sur un taux d'affaissement linéaire de la fréquence testé de 0,2 Hz par seconde.

Tableau 3 : Délestage en sous-fréquence (DSF) pour l'*Interconnexion* de l'Est Les *distributeurs* et les *propriétaires d'installation de transport* dont la pointe de charge nette est de 25 MW[1] ou plus, mais de moins de 50 MW[1], doivent mettre en œuvre un programme de DSF doté des caractéristiques suivantes.					
Stade du programme de DSF	Seuil de fréquence (Hz)	Temporisation minimale du relais (s)	Délai de déclenchement nominal total (s)[2]	Délestage pour le stade, en pourcentage de la charge du *distributeur* ou du *propriétaire d'installation de transport*	Délestage cumulatif, en pourcentage de la charge du *distributeur* ou du *propriétaire d'installation de transport*
1	59,5	0,10	0,30	28 – 50	28 – 50

1. La pointe de charge nette doit être calculée comme étant la valeur moyenne de pointe de charge nette pour les trois années précédentes, à l'exclusion de l'année en cours.
2. Le délai de déclenchement nominal total comprend le temps d'actionnement du relais de déclenchement en sous-fréquence, le temps d'actionnement de tout relais auxiliaire interposé, le délai de communication et la durée de coupure assignée du disjoncteur. Le temps d'actionnement du relais de déclenchement en sous-fréquence est mesuré à partir du moment où la fréquence passe par la consigne de fréquence, en utilisant un taux d'affaissement de la fréquence testé de 0,2 Hz par seconde. Si le temps d'actionnement du relais dépend du taux d'affaissement de la fréquence, alors le temps d'actionnement du relais de déclenchement en sous-fréquence et tout autre essai effectué subséquemment sur les relais de déclenchement en sous-fréquence doivent être basés sur un taux d'affaissement linéaire de la fréquence testé de 0,2 Hz par seconde.

Justification

L'exigence E4 de la norme PRC-006-3 stipule que le *coordonnateur de la planification* doit effectuer une évaluation du programme de DSF au moins une fois tous les cinq ans. Cependant, sauf pour le cas d'un îlotage DSF, cette norme ne prescrit pas d'autres facteurs ou événements qui pourraient nécessiter une nouvelle évaluation du programme de DSF dans un intervalle de moins de cinq ans.

La norme PRC-006-NPCC-1 comportait des exigences à respecter en cas de modification à la répartition de la charge ayant un impact sur la performance du programme de DSF (E21), mais laissait de côté de nombreux autres facteurs. L'équipe de rédaction recommande de retirer cette exigence et les suivantes (E21, E22 et E23) et de les remplacer par les directives suivantes.

Des changements importants dans les facteurs suivants pourraient obliger un *coordonnateur de la planification* à effectuer une nouvelle évaluation :

- des changements dans le *BES* susceptibles de modifier la création d'îlots ou la sévérité des îlotages, comme la mise en place de nouvelles topologies de transport, la révision d'automatismes de protection ou l'ajout ou la révision d'*automatismes de réseau* ;
- les îlotages imprévus ;
- la répartition des charges actives et réactives (y compris des changements d'emplacement de délestages compensatoires) ;
- l'incapacité du *propriétaire d'installation de transport* ou du *distributeur* de mettre en œuvre le programme de DSF en respectant les tolérances indiquées ;
- les caractéristiques des charges, en particulier des charges sensibles à la fréquence ;
- les reprises de charge automatiques ;
- la répartition géographique de la production ;
- les réglages de déclenchement de groupes de production ;
- la composition du parc de production, en particulier des équipements de production hors *BES* qui ne seraient pas soumis à des exigences de tenue aux excursions de fréquence ;
- la modélisation en régime dynamique de groupes de production ;
- la modélisation des compensatoires de puissance réactive dynamiques ;
- la modélisation en régime dynamique des lignes CCHT.

Justification de l'exigence E1 : La figure 1 du présent document illustre le critère de sous-fréquence du NPCC pour l'*Interconnexion* de l'Est. Cette figure illustre aussi le critère de la NERC tel qu'énoncé dans la norme PRC de la NERC relative au DSF.

Justification de l'exigence E5 : Une fonction de blocage permet d'appliquer une commande de surveillance à un relais de DSF. Par exemple, une fonction de blocage en sous-tension empêche le déclenchement d'un relais de DSF si la tension mesurée descend au-dessous d'un seuil réglable. Une telle fonction sert à empêcher le déclenchement d'un relais de DSF en cas de perte d'alimentation par le réseau de transport à un poste de distribution qui alimente un grand nombre de moteurs à induction. Après la perte d'alimentation par le réseau de transport, les moteurs peuvent soutenir la tension pendant que leur vitesse diminue progressivement. Le ralentissement des moteurs sera perçu par le relais comme un incident de sous-fréquence ; la fonction de blocage est réglée à une tension supérieure à celle que l'inertie des moteurs devrait maintenir. Ainsi, on empêche le relais de DSF de déclencher et de verrouiller les disjoncteurs de la ligne de distribution qui alimente les moteurs, entre le moment où la ligne de transport se déclenche et celui où elle se réenclenche afin de réalimenter la charge. Les tensions soutenues par les moteurs pendant leur ralentissement sont habituellement bien plus basses (par exemple 0,70 p.u.) que les tensions auxquelles les relais de DSF doivent se déclencher pour répondre aux critères de performance du programme de DSF. Cependant, dans le cas de moteurs alimentés par des réseaux souterrains, la tension

est plus élevée lors du ralentissement à cause de la charge accumulée dans les câbles. Par conséquent, il faut veiller à ce que le réglage de blocage en sous-tension ne soit pas supérieur à la tension à laquelle les relais de DSF doivent se déclencher pour satisfaire aux critères de performance de DSF.

Justification de l'exigence E9 : Idéalement, la quantité de charge à délester à chaque stade du programme de DSF pour chaque entité devrait correspondre exactement aux valeurs prescrites dans la présente norme, pour tous les cycles de charge – saisonnier (été, hiver), hebdomadaire (jours de semaine, de fin de semaine, fériés), quotidien (matin, midi, soir), etc. – et pour tous les îlots désignés. Dans la pratique, toutefois, cela n'est évidemment pas possible parce que les cycles de charge des diverses zones et sous-zones à l'intérieur d'un îlot donné ne coïncident pas parfaitement avec le cycle de charge de l'ensemble de l'îlot. Le programme de DSF, de son côté, est conçu en fonction des conditions de pointe pour l'ensemble de l'îlot. Par conséquent, les pourcentages de délestage effectifs dans toute condition autre que de pointe ne peuvent qu'être approximatifs par rapport aux valeurs prescrites dans la norme. À cette fin, l'exigence E11 demande aux entités de documenter les charges mesurées dans le programme de DSF au moment de leur propre pointe annuelle, que cette pointe survienne ou non en même temps ou dans la même saison que la pointe de l'îlot désigné dans lequel leur charge est située. Le fait d'utiliser les pointes individuelles d'entité plutôt que les pointes globales d'îlot permet une comptabilisation cohérente parmi les entités chargées de concevoir et de tenir à jour leurs programmes de DSF.

Annexe PRC-006-NPCC-2-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-006-NPCC-2 — Délestage en sous-fréquence automatique

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière.

4.2. Installations

Pour les *coordonnateurs de la planification* et les *propriétaires d'installation de production*, les installations de production visées par la présente norme sont les *installations* de production du *réseau de transport principal* (*RTP*).

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : 23 février 2021

5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : 23 février 2021

5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe : 1er avril 2021

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la norme de fiabilité visée et la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

Annexes de la norme

Aucune disposition particulière.

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	23 février 2021	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Délestage de charge en sous-tension**

2. Numéro : **PRC-010-2**

3. Objet : Établir une démarche intégrée et coordonnée pour la conception, l'évaluation et l'exécution fiable des *programmes de délestage de charge en sous-tension* (*programmes de DST*).

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1 *Coordonnateur de la planification*

4.1.2 *Planificateur de réseau de transport*

4.1.3 Entités de délestage de *charge* en sous-tension (entités DST) – *Distributeurs* et *propriétaires d'installation de transport* responsables de la propriété, de l'exploitation ou du contrôle de l'équipement de DST conformément au programme de DST élaboré par le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification*.

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre du projet 2008-02.2.**:**

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* qui élabore un *programme de DST* doit évaluer son efficacité, puis transmettre les spécifications et le calendrier de mise en œuvre de ce programme aux entités DST chargées de le mettre en œuvre. L'évaluation doit comprendre notamment des études et analyses qui démontrent : *[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]*

1.1. que la mise en œuvre du *programme de DST* remédie aux problèmes de sous-tension qui ont motivé son élaboration et sa conception ;

1.2. que le *programme de DST* est intégré par la coordination avec la tenue aux creux de tension des groupes de production et avec d'autres systèmes de protection et de contrôle, y compris la protection de lignes de transport, le réenclenchement automatique, les *plans de défense* et d'autres programmes de délestage de charge liés à la sous-tension.

M1. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : études, analyses, rapports ou autres documents datés décrivant l'efficacité du programme de DST, et communications datées attestant que les spécifications et le calendrier de mise en œuvre du *programme de DST* ont été transmis aux entités DST.

E2. Chaque entité DST doit respecter les spécifications et le calendrier de mise en œuvre du *programme de DST* élaboré selon l'exigence E1 par son *coordonnateur de la planification* ou son *planificateur de réseau de transport*, et doit faire de même pour tout *plan d'actions correctives* élaboré selon l'exigence E5.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

M2. Les pièces justificatives doivent comprendre des documents datés attestant l'exécution des actions, et peuvent comprendre notamment des documents indiquant les équipements protégés par des relais de DST, les réglages de relais de DST ou le sommaire des charges associées, des enregistrements provenant de systèmes de gestion du travail, des ordres de travail et des dossiers d'entretien.

E3. Chaque *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* doit effectuer une évaluation complète de l'efficacité de chacun de ses *programmes de DST* au moins une fois tous les 60 mois civils. Chaque évaluation doit comprendre notamment des études et analyses qui déterminent si :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

3.1. le *programme de DST* remédie aux problèmes de sous-tension pour lesquels il a été conçu ;

3.2. le *programme de DST* est intégré par la coordination avec la tenue aux creux de tension des groupes de production et avec d'autres systèmes de protection et de contrôle, y compris la protection de lignes de transport, le réenclenchement automatique, les *plans de défense* et d'autres programmes de délestage de charge liés à la sous-tension.

M3. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : rapports ou autres documents datés décrivant l'évaluation du *programme de DST*.

E4. Chaque *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* doit, dans les 12 mois civils suivant un événement ayant entraîné une excursion de tension pour laquelle son *programme de DST* a été conçu, effectuer une évaluation afin de déterminer :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

4.1. si son *programme de DST* a remédié aux problèmes de sous-tension associés à cet événement ;

4.2. le comportement (fonctionnement ou non-fonctionnement) de l'équipement du *programme de DST*.

M4. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : données d'événement, rapports d'analyse d'événement ou autres documents datés décrivant l'évaluation du *programme de DST* et de l'équipement connexe.

E5. Chaque *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* qui constate des lacunes lors d'une évaluation effectuée selon l'exigence E3 ou E4 doit élaborer un *plan d'actions correctives* visant à éliminer ces lacunes, puis doit transmettre ce *plan d'actions correctives*, avec un calendrier de mise en œuvre, aux entités DST dans un délai de trois mois civils après la fin de l'évaluation.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M5. Les pièces justificatives doivent comprendre un *plan d'actions correctives* visant les lacunes constatées, et peuvent aussi comprendre notamment des rapports ou autres documents datés venant appuyer le *plan d'actions correctives*. Les pièces justificatives doivent aussi comprendre des communications datées attestant que le *plan d'actions correctives* et son calendrier de mise en œuvre ont été transmis aux entités DST.

E6. Chaque *coordonnateur de la planification* dans la zone duquel un *programme de DST* est en place doit mettre à jour, au moins une fois par année civile, une base de données contenant l'information nécessaire pour la modélisation du ou des *programmes de DST* de sa zone, aux fins des analyses d'événement et des évaluations de *programmes de DST*.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

M6. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : chiffriers, relevés de base de données ou autres documents datés attestant qu'une base de données sur les *programmes de DST* a été tenue à jour.

E7. Chaque entité DST doit fournir à son *coordonnateur de la planification*, dans le format et selon le calendrier spécifiés par celui-ci, des données pour la mise à jour de sa base de données relative au DST.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

M7. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : courriels, lettres ou autres documents datés attestant que des données ont été dûment fournies au *coordonnateur de la planification*.

E8. Chaque *coordonnateur de la planification* dans la zone duquel un *programme de DST* est en place doit fournir sa base de données sur les *programmes de DST* aux autres *coordonnateurs de la planification* et *planificateurs de réseau de transport* au sein de son *Interconnexion*, ainsi qu'à d'autres entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité, dans un délai de 30 jours civils suivant la réception d'une demande écrite.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

M8. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : courriels, lettres ou autres documents datés attestant que la base de données sur les *programmes de DST* a été fournie dans un délai de 30 jours civils suivant la réception d'une demande écrite.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Le *coordonnateur de la planification*, le *planificateur de réseau de transport*, le *distributeur* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent conserver les données ou les pièces justificatives attestant leur conformité selon les modalités indiquées ci-après, sauf si le CEA leur ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Toute entité visée doit conserver les pièces justificatives pendant six années civiles.

Si une entité visée est jugée non conforme à une exigence, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le CEA doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

L'expression « processus de surveillance et d'évaluation de la conformité **»** désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité à la norme de fiabilité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

2. Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification à long terme	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité visée qui a élaboré le *programme de DST* n'a pas évalué son efficacité puis transmis les spécifications et le calendrier de mise en œuvre de ce programme aux entités DST, conformément à l'exigence E1, y compris les alinéas 1.1 et 1.2.
E2	Planification à long terme	Élevé	S. O.	S. O.	L'entité visée n'a pas respecté les spécifications du *programme de DST* conformément à l'exigence E2. OU L'entité visée n'a pas respecté le calendrier de mise en œuvre conformément à l'exigence E2.	L'entité visée n'a respecté ni les spécifications ni le calendrier de mise en œuvre du *programme de DST* conformément à l'exigence E2.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Planification à long terme	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité visée n'a pas effectué une évaluation au moins une fois tous les 60 mois civils conformément à l'exigence E3, y compris les alinéas 3.1 et 3.2.
E4	Planification de l'exploitation	Moyen	L'entité visée a effectué une évaluation conformément à l'exigence E4 dans un délai de plus de 12 mois civils et d'au plus 13 mois civils après un événement visé.	L'entité visée a effectué une évaluation conformément à l'exigence E4 dans un délai de plus de 13 mois civils et d'au plus 14 mois civils après un événement visé.	L'entité visée a effectué une évaluation conformément à l'exigence E4 dans un délai de plus de 14 mois civils et d'au plus 15 mois civils après un événement visé.	L'entité visée a effectué une évaluation conformément à l'exigence E4 dans un délai de plus de 15 mois civils après un événement visé. OU L'entité visée n'a pas effectué d'évaluation conformément à l'exigence E4.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	Planification de l'exploitation	Moyen	L'entité visée a élaboré un *plan d'actions correctives* et l'a transmis aux entités DST conformément à l'exigence E5, mais avec un retard d'au plus 15 jours civils.	L'entité visée a élaboré un *plan d'actions correctives* et l'a transmis aux entités DST conformément à l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 15 jours civils et d'au plus 30 jours civils.	L'entité visée a élaboré un *plan d'actions correctives* et l'a transmis aux entités DST conformément à l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 45 jours civils.	L'entité visée a élaboré un *plan d'actions correctives* et l'a transmis aux entités DST conformément à l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 45 jours civils. OU L'entité visée n'a pas élaboré un *plan d'actions correctives* ou ne l'a pas transmis aux entités DST conformément à l'exigence E5.
E6	Planification de l'exploitation	Faible	L'entité visée a mis à jour la base de données conformément à l'exigence E6, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.	L'entité visée a mis à jour la base de données conformément à l'exigence E6, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils.	L'entité visée a mis à jour la base de données conformément à l'exigence E6, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils.	L'entité visée a mis à jour la base de données conformément à l'exigence E6, mais avec un retard de plus de 90 jours civils. OU L'entité visée n'a pas mis à jour la base de données conformément à

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						l'exigence E6.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E7	Planification de l'exploitation	Faible	L'entité visée a fourni les données conformément à l'exigence E7, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils par rapport au calendrier spécifié. OU L'entité visée a fourni les données conformément à l'exigence E7, mais ces données n'étaient pas conformes au format spécifié.	L'entité visée a fourni les données conformément à l'exigence E7, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils par rapport au calendrier spécifié.	L'entité visée a fourni les données conformément à l'exigence E7, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils par rapport au calendrier spécifié.	L'entité visée a fourni les données conformément à l'exigence E7, mais avec un retard de plus de 90 jours civils par rapport au calendrier spécifié. OU L'entité visée n'a pas fourni les données conformément à l'exigence E7.
E8	Planification de l'exploitation	Faible	L'entité visée a fourni sa base de données sur les *programmes de DST* conformément à l'exigence E8, mais avec un retard d'au plus 15 jours civils.	L'entité visée a fourni sa base de données sur les *programmes de DST* conformément à l'exigence E8, mais avec un retard de plus de 15 jours civils et d'au plus 30 jours civils.	L'entité visée a fourni sa base de données sur les *programmes de DST* conformément à l'exigence E8, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 45 jours civils.	L'entité visée a fourni sa base de données sur les *programmes de DST* conformément à l'exigence E8, mais avec un retard de plus de 45 jours civils. OU L'entité visée n'a pas fourni sa base de données sur les *programmes de DST*

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						conformément à l'exigence E8.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	8 février 2005	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	
0	1er avril 2005	Entrée en vigueur	
0	7 février 2013	Approbation par le conseil d'administration de la NERC.	Retrait de l'exigence E2 et des éléments connexes dans le cadre du projet Paragraphe 81 (projet 2013-02), en attente de l'approbation réglementaire appropriée
1	13 novembre 2014	Approbation par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions dans le cadre du projet 2008-02 sur le délestage de charge en sous-tension (DST) et en sous-fréquence (DSF), afin de répondre à une prescription de l'Ordonnance 763 de la FERC.
2	7 mai 2015	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions dans le cadre du projet 2008-02.2 sur le *fonctionnement incorrect* du délestage de charge en sous-tension afin d'étendre la norme à l'équipement de DST.

Éclaircissements et commentaires techniques

Introduction

L'équipe de rédaction présente les commentaires ci-après afin d'expliciter l'esprit de la norme. Cette information vise à renforcer la compréhension des besoins de fiabilité et les attentes liées à chaque exigence, et s'appuie si nécessaire sur des principes techniques et sur l'expérience de l'industrie.

Directives pour la définition de *programme de DST*

La définition du terme *programme de délestage de charge en sous-tension* ou *programme de DST* englobe les programmes de délestage de charge automatique qui réagissent uniquement à des mesures de tension à l'endroit même où le délestage de charge est commandé. Ainsi, il est improbable que la défaillance d'un seul composant nuise à la fiabilité du programme.

Cette définition du terme *programme de DST* exclut le délestage de charge en sous-tension à commande centralisée, dont les signaux d'entrée proviennent d'emplacements multiples et peuvent comprendre d'autres paramètres que des mesures de tension (réserves de puissance réactive de groupe de production, charge des installations, état des équipements, etc.). La nature et les caractéristiques d'un système de délestage de charge en sous-tension à commande centralisée sont les mêmes que pour un *plan de défense*, le délestage de charge étant dans ce cas la mesure corrective. Par conséquent, tout comme pour un *plan de défense*, la défaillance d'un seul composant peut compromettre la fiabilité d'un système de délestage de charge en sous-tension à commande centralisée.

Afin que la norme s'applique uniquement aux systèmes de délestage de charge en sous-tension dont le fonctionnement a un impact sur la fiabilité du réseau, il faut spécifier qu'un *programme de DST* doit atténuer le risque lié à une ou plusieurs des conditions suivantes : instabilité de la tension, effondrement de la tension ou *déclenchements en cascade* ayant un impact sur *le système de production-transport d'électricité* (*BES*). Un exemple de programme qui ne tomberait pas dans cette catégorie est un délestage de charge en sous-tension servant à atténuer l'endommagement de l'équipement ou de charges locales directement touchés par l'événement de sous-tension.

La figure 1 ci-après montre un exemple d'un sous-réseau du *BES* où l'on pourrait adopter un système de DST comme solution pour atténuer diverses conséquences de la perte de la ligne à 345 kV à deux circuits entre les jeux de barres A et B. Si cette *contingence* n'entraîne pas une instabilité de la tension, un effondrement de la tension ou des *déclenchements en cascade*, alors le système de DST (installé à un des jeux de barres B et D, ou aux deux) qui sert à atténuer cette contingence ne tomberait pas sous la définition d'un *programme de DST*. Cependant, si ce même système de DST servait à atténuer un impact négatif sur la fiabilité à l'extérieur de cette zone restreinte, on considérerait qu'il s'agit d'un problème de sous-tension touchant une zone étendue et le système de DST tomberait sous la définition de *programme de DST*.

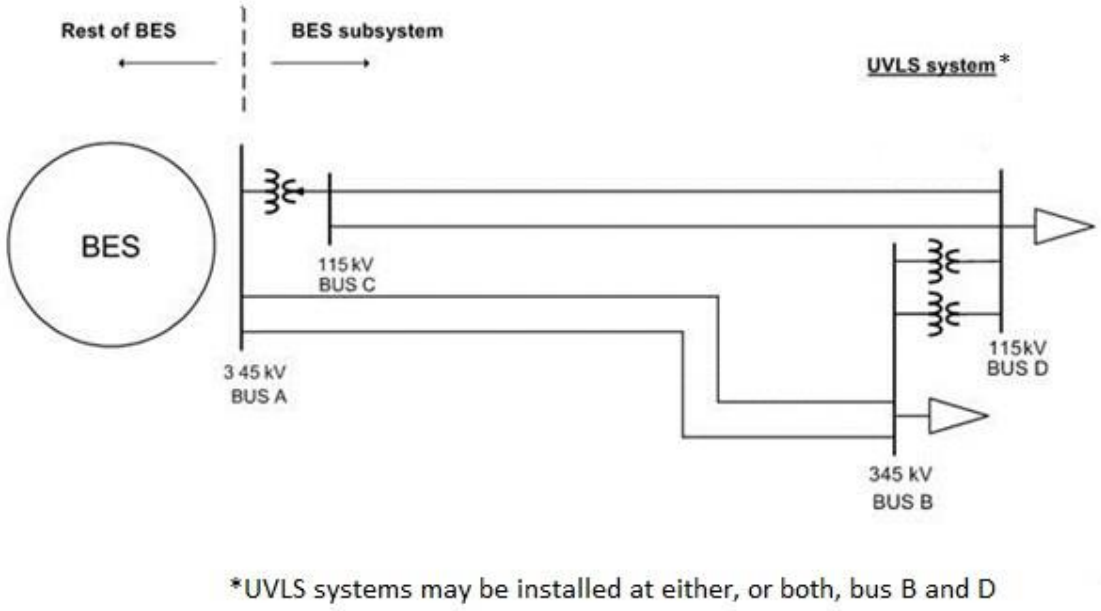


Figure 1 : Sous-système de DST

Anglais	Français
Rest of BES	Reste du *BES*
BES subsystem	Sous-réseau du *BES*
UVLS system	Système de DST
BES	*BES*
115 kV BUS C	115 kV Jeu de barres C
345 kV BUS A	345 kV Jeu de barres A
115 kV BUS D	115 kV Jeu de barres D
345 kV BUS B	345 kV Jeu de barres B
*UVLS systems may be installed at either, or both,	*Les systèmes de DST peuvent être installés à un

Anglais	Français
bus B and D	des jeux de barres B et D, ou aux deux

Précisions sur les exigences

Le tableau 1 présente une synthèse générale des exigences énoncées dans la présente norme.

Tableau 1 : Synthèse des exigences de la norme

Exigence	Entité	Évaluer l'efficacité du programme	Respecter les spécifications et le calendrier du programme	Évaluer périodiquement le programme (intervalles fixes ou selon la performance)	Élaborer un *plan d'actions correctives* pour les lacunes du programme	Tenir à jour ou partager les données du programme
E1	PC ou TP	**X**				
E2	Entité DST		**X**			
E3	*PC* ou *TP*	X		X		
E4	*PC* ou *TP*	X		X		
E5	*PC* ou *TP*				**X**	
E6	*PC*					**X**
E7	Entité DST					**X**
E8	*PC*					**X**

Précisions sur l'exigence E1

Un *programme de DST* peut être élaboré et mis en œuvre soit pour servir de filet de sécurité afin de protéger le réseau contre des *contingences* extrêmes imprévues, soit pour obtenir un comportement particulier du réseau dans des *contingences* de transport connues pour lesquelles le délestage de charges est permis par les normes de fiabilité sur la planification du transport (TPL). Indépendamment du but visé, il est important que le *programme de DST* mis en œuvre soit efficace pour atténuer les effets des sous-tensions touchant le *BES* et entraînant une instabilité de la tension, un effondrement de la tension ou des *déclenchements en cascade*. La conception d'un *programme de DST* doit prendre en compte les consignes et les temporisations de tension, le taux de décroissance ou de rétablissement de la tension, les niveaux de transit de puissance, etc.

Pour que le *programme de DST* atteigne efficacement son but, il faut aussi le coordonner avec la tenue aux creux de tension des groupes de production et avec d'autres systèmes de protection et de contrôle qui peuvent influer sur l'efficacité du programme. Certains de ces systèmes de protection et de contrôle comprennent notamment la protection des lignes de transport, les *plans de défense*, d'autres

programmes de délestage de charge en sous-tension, le réenclenchement automatique et la commande de condensateurs shunt, de réactances et de compensateurs statiques (SVS).

Par exemple, si un programme de DST a pour mission d'atténuer les effets d'événements de rétablissement avec sous-tension persistante (FIDVR) dans un grand centre de consommation qui comprend aussi une production locale, il est important que ce *programme de DST* soit coordonné avec la tenue aux creux de tension des groupes de production locaux. Les groupes de production proches d'un centre de consommation jouent un rôle crucial dans le soutien dynamique de la tension du réseau pendant des événements de FIDVR. Afin de profiter au maximum de la production raccordée au réseau, le mieux est probablement de délester la charge avant de mettre une production hors circuit ; cependant, à l'occasion, la séquence inverse peut être préférable. C'est pourquoi il convient de tenir compte de l'impact du rejet de production lors de la conception d'un *programme de DST*.

Un autre exemple à mettre de l'avant est celui de la coordination d'un *programme de DST* avec des dispositifs automatiques de débranchement d'inductances shunt s'il en existe dans le réseau. Habituellement, les inductances seront débranchées automatiquement après temporisation en cas de baisse de la tension. Dans de tels cas, il est souhaitable que le débranchement des inductances shunt intervienne avant le délestage de charge afin de préserver le réseau, ce qui peut nécessiter la coordination des temporisations associées au *programme de DST* avec celles du débranchement des inductances shunt.

Les exemples présentés ci-dessus montrent que, pour qu'un *programme de DST* soit efficace, il faut veiller à coordonner ce programme avec la tenue aux creux de tension des groupes de production et avec les autres systèmes de protection et de contrôle.

Précisions sur l'exigence E2

Après avoir établi le besoin d'un *programme de DST*, le *coordonnateur de la planification* (*PC*) ou le *planificateur de réseau de transport* (*TP*) élabore un programme qui comprend des spécifications et un calendrier de mise en œuvre, lesquels sont ensuite communiqués aux entités DST conformément à l'exigence E1. Les spécifications peuvent comprendre des consignes de tension, des temporisations, la valeur de charge à délester et l'emplacement du délestage de charge. Si les entités DST ne respectent pas les spécifications et le calendrier de mise en œuvre du *programme de DST*, celui-ci risque de manquer d'efficacité et de ne pas atteindre le but visé. L'entité DST doit documenter la bonne exécution de toutes les actions nécessaires pour la mise en œuvre du *programme de DST*.

De même, lorsqu'un *plan d'actions correctives* visant à éliminer les lacunes d'un *programme de DST* est élaboré par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* puis transmis aux entités DST conformément à l'exigence E5, les entités DST doivent respecter le *plan d'actions correctives* et son calendrier de mise en œuvre afin d'assurer l'efficacité du *programme de DST*. Chaque entité DST est tenue d'exécuter les actions du *plan d'actions correctives*, de documenter la mise en œuvre du plan et de conserver les pièces justificatives qui en font foi.

Les reports ou autres modifications pertinentes touchant des spécifications de *programme de DST* ou un *plan d'actions correctives* doivent être documentés de manière qu'on puisse savoir non seulement ce qui était projeté, mais ce qui a été exécuté. Selon la forme que choisira d'utiliser l'entité responsable pour la planification et la documentation, les pièces justificatives de bonne exécution pourront comprendre des ordres de travail approuvés, des imprimés de systèmes de gestion du travail, des chiffriers indiquant les travaux effectués par rapport aux travaux prévus, des feuilles de temps, des rapports d'inspection des travaux, des factures payées, des photographies, des rapports de revue générale, etc.

Par exemple, la documentation d'un *plan d'actions correctives* constitue une confirmation vérifiable d'avancement et d'achèvement du travail d'élimination de la lacune constatée dans le *programme de DST* :

Exemple 1 de *plan d'actions correctives* – Actions correctives pour un problème de déclenchement prématuré, avec actions préventives pour des installations semblables :

Le *PC* ou le *TP* reçoit d'une entité DST visée par son *programme de DST* des enregistrements de défaut indiquant qu'un groupe de relais de DST s'est déclenché à la valeur de sous-tension appropriée, mais avec une temporisation plus courte que prévu. Le *PC* ou le *TP* demande à l'entité DST de programmer une inspection sur place dans un délai de trois semaines. Les résultats de l'inspection confirment que la temporisation des relais est de 60 cycles au lieu de 90 cycles. Le *PC* ou le *TP* demande alors à l'entité DST de corriger à 90 cycles, dans un délai de huit semaines, la temporisation des relais de DST en cause.

Applicabilité à d'autres relais de DST – Le *PC* ou le *TP* élabore ensuite un calendrier avec l'entité DST afin que celle-ci vérifie et corrige au besoin la temporisation de tous les autres relais de DST dans un délai d'un an.

Le *PC* ou le *TP* confirme la vérification et la correction de la temporisation des relais pour tous les équipements de l'entité DST visés par le *programme de DST* du *PC* ou du *TP*.

Exemple 2 de *plan d'actions correctives* – Actions correctives pour un problème de microprogramme, avec actions préventives pour des installations semblables :

Le 4 juin 2014, le *PC* ou le *TP* reçoit des enregistrements de défaut d'une entité DST visée par son programme de DST. L'entité DST a aussi transmis ces enregistrements au fabricant, qui répond le 11 juin 2014 que le *fonctionnement incorrect*[1] du relais de DST est causé par une erreur dans la version 2 du microprogramme, et recommande d'installer la version 3. Le *PC* ou le

1. La déclaration des *fonctionnements incorrects* de *système de protection* a été instaurée par les règles de procédure de la NERC adoptées par le conseil d'administration de la NERC, section 1600 (demande de données ou d'information). Se reporter à la directive *Request for Data or Information – Protection System Misoperation Data Collection*, 14 août 2014. http://www.nerc.com/pa/RAPA/ProctectionSystemMisoperations/PRC-004-3%20Section%201600%20Data%20Request_20140729.pdf.

TP approuve le plan de l'entité DST consistant à installer la version 3 du microprogramme le 12 juin 2014.

Applicabilité à d'autres relais de DST – Le *PC* ou le *TP* élabore ensuite avec l'entité DST un calendrier d'installation de la version 3 du microprogramme dans tous les relais de DST de l'entité DST qui en ont la version 2. Le travail doit être terminé au plus tard le 31 décembre 2014.

Les mises à jour du microprogramme sont terminées le 4 décembre 2014.

Précisions sur l'exigence E3

En plus des études initiales requises pour élaborer un *programme de DST*, une évaluation complète (analyse détaillée) périodique est exigée afin de confirmer l'efficacité du programme. Cette évaluation, qui doit avoir lieu au moins une fois par 60 mois civils, permettra de connaître les effets cumulés des divers changements mineurs survenus dans le réseau depuis l'évaluation précédente. À l'occasion, un *coordonnateur de la planification* ou un *planificateur de réseau de transport* peut aussi déterminer qu'un changement important[2] dans la topologie du réseau ou dans les conditions de service remet en question l'efficacité du *programme de DST*, et que ce changement motive une évaluation complète. Quelle qu'en soit la raison, chaque évaluation doit déterminer pour chaque *programme de DST* si l'intégration et la coordination sont maintenues.

Cette évaluation complète est un complément à l'exigence de la norme TPL-001-4 qui prescrit une évaluation annuelle de l'impact des systèmes de protection. L'intervalle de 60 mois est identique à celui des normes TPL-001-4 et PRC-006-1.

Comme le stipule l'exigence E3, l'intervalle maximal entre les évaluations complètes est de 60 mois civils. Si un *coordonnateur de la planification* ou un *planificateur de réseau de transport* procède à une évaluation complète plus tôt pour les raisons indiquées plus haut, l'intervalle de 60 mois suivant est calculé à partir de la fin de cette évaluation.

2. Il est entendu que l'expression « changement important » prête à des interprétations diverses à l'échelle du continent. La décision de savoir s'il y a eu « changement important » incombe au *coordonnateur de la planification* ou au *planificateur de réseau de transport*, et doit être appuyée par une justification technique documentée.

Précisions sur l'exigence E4

Après une excursion de tension, l'évaluation prescrite à l'exigence E4 a pour but d'évaluer 1) si le *programme de DST* a remédié aux problèmes de sous-tension et 2) le comportement de l'équipement du *programme de DST*. Cette évaluation comprendra normalement l'analyse des données de l'événement, comme la séquence pertinente d'événements ayant mené à la sous-tension (*contingences*, intervention des systèmes de protection, *plans de défense*, etc.) et des mesures sur le terrain permettant de mieux analyser le comportement du réseau. Une description complète du fonctionnement du *programme de DST* sera présentée, y compris les conditions de déclenchement (niveaux de tension, temporisations, etc.) et la valeur de délestage de charge pour chaque poste électrique touché. L'évaluation de l'événement vise à établir le degré d'efficacité du programme face à l'événement en question, ainsi qu'à déceler les lacunes qui devront faire l'objet d'un *plan d'actions correctives* selon l'exigence E5. Le *fonctionnement incorrect* d'un équipement de DST est traité comme une lacune. La déclaration des *fonctionnements incorrects* d'équipement de DST est encadrée par la directive de la NERC *Request for Data or Information – Protection System Misoperation Data Collection*[3].

Les études et analyses de l'efficacité du *programme de DST* peuvent être semblables à celles prescrites aux exigences E1 et E3, mais doivent établir un lien clair entre l'évaluation de l'efficacité du programme (études avec simulations) et l'analyse de l'événement (mesures et données réelles) tel qu'il s'est produit. Par exemple, les écarts entre le comportement du réseau prévu et le comportement réel lors de l'événement en question seront analysés et les hypothèses de modélisation seront réévaluées. Toute divergence substantielle entre les simulations et l'événement réel fera l'objet d'un examen plus poussé.

Compte tenu de l'importance d'un événement qui entraîne le déclenchement d'un *programme de DST*, le délai de 12 mois civils donne suffisamment de temps pour analyser l'événement, procéder à l'évaluation et déceler les lacunes éventuelles. Ce délai est également prescrit dans la norme PRC-006-1.

Précisions sur l'exigence E5

L'exigence E5 procède d'un impératif de prudence en imposant la correction des problèmes constatés pendant l'évaluation d'un *programme de DST*. Selon les exigences E3 et E4, il faut procéder à l'évaluation d'un *programme de DST* en place :

- dans un délai de 12 mois civils suivant un événement ayant entraîné une excursion de tension pour laquelle le *programme de DST* a été conçu ;
- au moins une fois tous les 60 mois civils, afin de voir si les changements cumulatifs dans le réseau et les conditions de service remettent en question l'efficacité du *programme de DST*.

Puisque chaque *programme de DST* est unique, si des changements importants sont apportés à la topologie du réseau ou aux conditions de service, le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur*

3. Se reporter à la note 1

de réseau de transport décidera si l'ampleur de ces changements est suffisante pour déclencher l'évaluation du *programme de DST* existant.

Un *plan d'actions correctives* consiste dans une liste d'actions, avec leurs échéances, à mettre en œuvre pour remédier à un problème particulier. Il s'agit d'un outil éprouvé pour résoudre des problèmes opérationnels. Selon l'exigence E5, le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* doit élaborer un *plan d'actions correctives* et le transmettre aux entités DST pour mise en œuvre, afin de prévenir les lacunes futures dans le *programme de DST* et de réduire ainsi au minimum les risques pour le réseau. Il est essentiel de diagnostiquer la cause de toute lacune pour élaborer un *plan d'actions correctives* efficace afin d'éviter qu'un même problème ne se reproduise. De même, il y a lieu de réviser un *plan d'actions correctives* si l'on découvre des causes supplémentaires.

D'après l'expérience de l'industrie, et compte tenu des délais de coordination opérationnels, une échéance de trois mois civils à compter de la date de fin d'une évaluation constitue une contrainte temporelle raisonnable pour élaborer un *plan d'actions correctives*, y compris pour envisager des solutions de rechange et coordonner les ressources. Le délai de trois mois civils couvre uniquement l'élaboration du *plan d'actions correctives* et son calendrier de mise en œuvre, puis leur transmission aux entités DST ; il n'inclut pas le temps nécessaire pour la mise en œuvre du plan par les entités DST. Le calendrier de mise en œuvre est spécifié dans le cadre du *plan d'actions correctives* lui-même, et l'exécution conformément à ce calendrier est prescrite à l'exigence E2.

Précisions sur les exigences E6 à E8

Une base de données exacte sur les *programmes de DST* est nécessaire pour que le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* puisse réaliser les études d'évaluation de la fiabilité du réseau et les analyses d'événement. Si les données manquent d'exactitude, les études d'évaluation annuelle de la fiabilité effectuées par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* pourraient bien entraîner des résultats erronés, donc préjudiciables à la fiabilité du réseau. Par ailleurs, à partir de données inexactes, il est très difficile pour le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* de reproduire un événement de DST et d'en déterminer la cause première.

Pour alimenter la base de données sur les *programmes de DST*, chaque entité DST doit donc fournir des données exactes à son *coordonnateur de la planification*. Les données doivent être fournies conformément au format et au calendrier spécifiés par le *coordonnateur de la planification*, afin que celui-ci puisse constituer et tenir à jour une base de données exhaustive sur les *programmes de DST*. Une telle base de données permettra alors au *coordonnateur de la planification* d'entreprendre une évaluation de la fiabilité, une analyse d'événement ou une étude comparative, de diagnostiquer les problèmes du *programme de DST* et d'élaborer des *plans d'actions correctives*.

La base de données sur les *programmes de DST* peut comprendre, sans limitation, les éléments d'information suivants :

- le propriétaire et l'exploitant du *programme de DST* ;

- la quantité et l'emplacement de la charge des clients (ou le pourcentage de puissance raccordée) qui devra être interrompue ;
- les points de consigne de tension et les délais de déclenchement total correspondants ;
- le délai entre le début de l'événement et l'émission du signal de déclenchement ;
- le temps de fonctionnement des disjoncteurs ;
- tout autre système automatisé intégré à un *programme de DST* ou ayant une incidence sur celui-ci, comme les systèmes de protection de la production, les systèmes d'îlotage, les systèmes automatiques de remise en charge, les systèmes de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) et les *plans de défense*.

En outre, le *coordonnateur de la planification* doit mettre à jour annuellement (une fois par année civile) la base de données sur les *programmes de DST*. Il s'agit ici d'amener les entités DST à revoir leurs données annuellement et à communiquer tout changement aux *coordonnateurs de la planification*, afin que ceux-ci puissent maintenir les bases de données bien à jour et exactes aux fins des analyses d'événement et d'autres évaluations.

Enfin, chaque *coordonnateur de la planification* est tenu de transmettre l'information aux autres *coordonnateurs de la planification* et aux *planificateurs de réseau de transport* de son *Interconnexion*, ainsi qu'à d'autres entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité, dans les 30 jours civils suivant la réception d'une demande écrite. Ce délai de 30 jours civils est jugé raisonnable et est bien accepté dans l'industrie. Par ailleurs, cette exigence de partage de la base de données avec les entités fonctionnelles visées va dans le sens de la prescription de la FERC qui demande une démarche intégrée et coordonnée pour les *programmes de DST* (paragraphe 1509 de l'Ordonnance 693 de la FERC).

Questions et réponses

Afin de répondre de façon synthétique à des points fréquemment abordés dans les commentaires qui lui sont adressés dans le cadre du projet 2008-02 sur le délestage de charge en sous-tension (norme PRC-010-1 proposée), l'équipe de rédaction a préparé l'exposé suivant sous forme de questions et réponses.

Introduction

Ce document de questions et réponses a été créé pendant l'élaboration de la norme PRC-010-1 (*Délestage de charge en sous-tension*)[4, 5] afin de répondre de façon synthétique à des points fréquemment abordés dans les commentaires concernant l'approche et l'objectif de l'équipe du projet 2008-02 sur le délestage de charge en sous-tension (DST)[6] (ci-après « l'équipe de rédaction »). Ce

4. http://www.nerc.com/_layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=PRC-010-1&title=Undervoltage%20Load%20Shedding).
5. Adoption par le conseil d'administration de la NERC le 14 novembre 2014.
6. http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2008-02-Undervoltage-Load-Shedding.aspx).

document synthèse a été inspiré par les communications reçues pendant les périodes de commentaires et lors de plusieurs séances de consultation auprès de l'industrie. Tous les commentaires transmis par l'industrie pendant les périodes de commentaires sont consultables sur la page du projet.

Après l'adoption de la norme PRC-010-1, l'équipe de rédaction a apporté à celle-ci des retouches concernant la détection et la correction des *fonctionnements incorrects* des équipements de DST[7]. Ce document de questions et réponses a été remanié afin de mieux expliquer l'approche et l'objectif de l'équipe de rédaction pendant l'élaboration de la version PRC-010-2 en ce qui a trait aux *fonctionnements incorrects* des équipements de DST.

But visé par la révision des normes

1) Qu'est-ce qui a motivé la révision des normes existantes sur le DST ?

Le déclencheur initial de la révision des normes existantes sur le DST réside dans le paragraphe 1509 de l'Ordonnance 693 de la FERC[8], qui demande à l'ERO de modifier la norme PRC-010-0 de manière à « exiger une démarche intégrée et coordonnée pour tous les systèmes de protection du réseau « Bulk-Power System », y compris ceux des groupes de production et des lignes de transport, la tenue aux creux de tension des groupes de production ainsi que les programmes de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) et en sous-tension (DST). » En outre, le Rapport final sur la panne du 14 août 2003 aux États-Unis et au Canada (*Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations*[9]) a démontré qu'une coordination appropriée aurait atténué l'ampleur de la panne si le DST avait été utilisé à bon escient.

Cette révision a aussi été motivée par d'autres considérations, notamment : 1) les recommandations du sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC, dans son examen technique des normes relatives au DST (*Technical Review of UVLS-Related Standards*[10]) de décembre 2010, à l'effet de combiner les quatre normes existantes sur le DST, de réviser l'applicabilité pour désigner des entités responsables de la conception, de la mise en œuvre et de la coordination des programmes de DST, de créer une exigence pour l'évaluation de la coordination entre les programmes de DST et tous les autres systèmes de protection, et de différencier la validation d'un programme de DST après un événement et la vérification du bon fonctionnement des équipements de DST ; 2) le fait que les normes existantes sur le DST n'étaient pas rédigées selon le format actuel axé sur les résultats ; 3) le fait que la révision précédente des normes sur le délestage de charge en sous-fréquence (DSF) a débouché sur la fusion de types semblables d'exigences ; et 4) les recommandations du comité d'expertise indépendant, qui comportaient une évaluation de l'applicabilité et du degré de spécificité des normes existantes.

7. Se reporter au projet 2010-05.1, qui porte sur l'élaboration de la norme PRC-004-3 sur la détection et la correction des fonctionnements incorrects des systèmes de protection en même temps que la norme PRC-010-1. (http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project2010-05_Protection_System_Misoperations.aspx).
8. http://www.nerc.com/docs/docs/ferc/order_693.pdf.
9. http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/BlackoutFinal-Web.pdf.
10. http://www.nerc.com/docs/pc/spctf/PRC-010_022%20Report_Approved_20101208.pdf.

L'équipe de rédaction considère qu'un manque de coordination entre les systèmes de protection présente un risque certain pour la fiabilité. C'est pourquoi, pendant le processus de révision, l'équipe de rédaction a conclu à la nécessité d'évaluer et de fusionner les normes existantes sur le DST, dans l'esprit des initiatives actuelles d'élaboration des normes de fiabilité, et afin d'établir des exigences claires et complètes pour l'utilisation et la coordination des systèmes de DST.

2) Les programmes de DST n'étant pas obligatoires, pourquoi est-il jugé nécessaire de les réglementer ?

Selon l'équipe de rédaction, un constat important se dégage du Rapport final sur la panne du 14 août 2003 aux États-Unis et au Canada, à savoir que la coordination du DST avec d'autres systèmes de protection aurait pu atténuer les effets de la panne si le DST avait été utilisé à bon escient. Les programmes de DST ne sont pas obligatoires ; toutefois, s'il est déterminé qu'un tel mécanisme est nécessaire pour assurer la fiabilité du réseau et qu'un programme de DST est installé, ce type de programme doit être correctement coordonné, mis en œuvre et évalué au regard des risques potentiels pour la fiabilité. Un certain degré d'efficacité doit donc être exigé pour protéger adéquatement la fiabilité du réseau. Il est à noter que les normes PRC-010-1 et PRC-010-2 utilisent le terme défini « *programme de DST* », ce qui limite leur applicabilité aux programmes de délestage de charge en sous-tension dont le fonctionnement influe sur la fiabilité du réseau[11].

Coordination avec le projet 2009-03 sur les mesures d'urgence

3) La norme EOP-003-2 comporte des exigences potentiellement redondantes avec celles de la norme PRC-010-1 proposée ; comment cette situation est-elle gérée ?

Dans le cadre de son examen quinquennal, l'équipe du projet 2009-03 sur les mesures d'urgence (EOP) a déterminé que les exigences E2, E4, et E7 de la norme EOP-003-2 (*Plans de délestage de charge*[12]) seraient mieux à leur place dans le projet 2008-02 sur le DST. Les deux projets ont été coordonnés de manière à évoluer en synchronisme relativement à ces exigences. Le projet 2009-03 sur les mesures d'urgence propose de réviser et de fusionner les normes EOP-001-2.1b (*Planification des mesures d'urgence*[13]), EOP-002-3 (*Défaillances en puissance et en énergie*[14]) et EOP-003-2 afin de créer la norme EOP-011-1, tout en retirant les exigences susmentionnées de la norme EOP-003-2 (entre autres révisions) ; le document de mise en correspondance du projet 2008-02 sur le DST indiquera comment les exigences retirées seront récupérées dans la norme PRC-010-1. Les normes EOP-011-1 (*Mesures*

11. Le terme « programme de DST » utilisé dans le présent document a été adopté par le conseil d'administration de la NERC le 14 novembre 2014.
12. http://www.nerc.com/_layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=EOP-003-2&title=Load%20Shedding%20Plans.
13. http://www.nerc.com/_layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=EOP-001-2.1b&title=Emergency%20Operations%20Planning.
14. http://www.nerc.com/_layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=EOP-002-3&title=Capacity%20and%20Energy%20Emergencies.

d'urgence[15]) et PRC-010-1 auront des dates d'entrée en vigueur coordonnées ; ces normes seront affichées et mises aux voix séparément mais en même temps, afin que les membres de l'industrie aient une idée claire de la transition. Pour de plus amples renseignements, consulter le plan coordination du projet 2008-02 sur le DST affiché sur la page du projet.

Définition de programme de DST

4) Pourquoi le nouveau terme défini « *programme de DST* » est-il jugé nécessaire ?

L'équipe de rédaction a jugé nécessaire de créer le terme « programme de DST » et de l'ajouter au *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité de la NERC*[16] (le « glossaire de la NERC ») parce que différents types de système de DST doivent être soumis à des exigences de fiabilité distinctes. Ce terme permet de préciser que la norme PRC-010-1 s'applique à tout « programme de délestage de charge automatique constitué de relais et de commandes répartis servant à atténuer les effets des sous-tensions touchant le *système de production-transport d'électricité* (*BES*) et entraînant une instabilité de la tension, un effondrement de la tension ou des *déclenchements en cascade*. Cette définition exclut le délestage de charge en sous-tension à commande centralisée. »

Cette définition exclut les relais à action locale qui sont conçus pour protéger une zone circonscrite ou, autrement dit, qui ne sont pas conçus pour atténuer un effondrement de la tension dans une zone étendue. Cette exclusion n'est pas exprimée explicitement dans la définition, car la notion de zone « locale » ou « étendue » varie grandement à l'échelle du continent et pourrait être interprétée différemment par les vérificateurs et par les entités fonctionnelles visées. C'est pourquoi la définition est formulée de manière à offrir au coordonnateur de la planification ou au planificateur de réseau de transport la latitude voulue pour déterminer si un système de DST répond à la définition précitée compte tenu de son impact sur la fiabilité du *BES* (instabilité de la tension, effondrement de la tension ou *déclenchements en cascade*). Afin d'aider à comprendre l'exclusion souhaitée, d'autres explications et un exemple sont présentés à la section *Éclaircissements et commentaires techniques* des normes PRC-010-1 et PRC-010-2, sous la rubrique *Directives pour la définition de programme de DST*.

La définition spécifie que le terme exclut le délestage de charge en sous-tension à commande centralisée. Ce type de délestage est exclu parce que, selon l'équipe de rédaction, la conception et les caractéristiques des systèmes de délestage de charge en sous-tension à commande centralisée sont comparables à celles d'un *automatisme de réseau* ou d'un *plan de défense*, et que les normes de fiabilité applicables à ces derniers doivent aussi s'appliquer à ces systèmes de délestage. Pour plus de détails, consulter la section *Éclaircissements et commentaires techniques* des normes PRC-010-1 et PRC-010-2, sous la rubrique *Directives pour la définition de programme de DST*.

5) L'exclusion de certains types de DST dans la définition va-t-elle à contresens de l'approche « intégrée » indiquée au paragraphe 1509 de l'Ordonnance 693 de la FERC ?

15. http://www.nerc.com/_layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=EOP-011-1&title=Emergency%20Operations).
16. http://www.nerc.com/pa/Stand/Glossary%20of%20Terms/Glossary_of_Terms.pdf.

Le terme défini « programme de DST » précise quels systèmes de DST ne sont pas visés par les normes PRC-010-1 et PRC-010-2. Les exclusions qui en découlent pour ces versions de la norme ne s'opposent aucunement à une approche « intégrée », car la norme exige qu'une entité veille à la coordination avec tous les autres systèmes de protection et de contrôle, lesquels peuvent comprendre d'autres types de DST (relais de DST à action locale et DST à commande centralisée).

6) Où traitera-t-on des exigences applicables au délestage en sous-tension à commande centralisée ?

Comme il est expliqué dans la réponse précédente, les exigences des normes PRC-010-1 et PRC-010-2 s'appliquent selon la définition proposée pour le terme « programme de DST » dans le glossaire de la NERC, qui exclut le délestage de charge en sous-tension à commande centralisée puisque sa conception et ses caractéristiques sont comparables à celles d'un *automatisme de réseau* ou d'un *plan de défense*. Cependant, pendant l'élaboration de la définition d'« automatisme de réseau » associée à la norme PRC-010-1, la définition en vigueur dans le glossaire de la NERC excluait le DST. Par conséquent, le travail dans le cadre du projet 2010-05.2 sur les *automatismes de réseau* (phase 2 du projet sur les *systèmes de protection*) a intégré la définition d'« *automatisme de réseau* » à celle du terme unique « *plan de défense*[17] *» dans le glossaire de la NERC*. Les révisions à la définition excluent spécifiquement les *programmes de DST*, ce qui a pour effet d'inclure le délestage de charge en sous-tension à commande centralisée.

Par conséquent, l'ajout du terme « *programme de DST* » et la révision en conséquence du terme « *plan de défense* » clarifient le fait que les normes relatives aux *plans de défense* sont applicables au délestage de charge en sous-tension à commande centralisée. Le plan de mise en œuvre de la définition révisée de « *plan de défense* » prévoira le cas d'entités pour lesquelles l'application du terme défini entraîne la désignation de *plans de défense*.

Comme pour l'effort de coordination avec le projet 2009-03 sur les mesures d'urgence dont il est question plus haut, le projet 2008-02 sur le DST et le projet 2010-05.2 sur les *automatismes de réseau* ont été coordonnés de manière à harmoniser les dates d'entrée en vigueur des définitions adoptées pour les termes « *plan de défense* » et « *programme de DST* », des normes de fiabilité PRC-010-1 et PRC-010-2 ainsi que de tous les retraits connexes.

7) La définition du terme « programme de DST » s'applique-t-elle à un ensemble de relais de DST indépendants ?

Non ; un ensemble de relais indépendants ne constitue pas en soi un programme. Bien que la définition stipule qu'un *programme de DST* est constitué de relais et de commandes répartis, la définition précise qu'il doit s'agir d'un « programme de délestage de charge automatique constitué de relais et de commandes répartis servant à atténuer les effets des sous-tensions touchant le *système de production-transport d'électricité* (*BES*) et entraînant une instabilité de la tension, un effondrement de la tension ou des *déclenchements en cascade*. Cette définition exclut le délestage de charge en sous-tension à commande centralisée. »

17. Adoption par le conseil d'administration de la NERC le 14 novembre 2014.

Applicabilité

8) Pourquoi emploie-t-on l'expression « *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* » ?

Les normes de fiabilité PRC-010-1 et PRC-010-2 visent à la fois les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport*, car les uns comme les autres peuvent être chargés de concevoir et de coordonner le *programme de DST* d'après des contrats, des protocoles d'entente ou des tarifs. L'expression « *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* » accorde la latitude voulue pour que les exigences de la norme s'appliquent à l'entité qui doit agir. Ce ne sont pas les deux entités qui sont tenues d'agir ; celles-ci doivent plutôt s'entendre entre elles pour décider si l'entité responsable doit être le coordonnateur de la planification ou le *planificateur de réseau de transport*. En outre, les exigences qui comportent cette expression ont une formulation particulière pour caractériser l'entité responsable. Par exemple, l'exigence E1 indique que « chaque *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport qui élabore* un *programme de DST* doit… ». Cette précision indique que l'entité qui élabore le programme est l'entité visée.

9) Pourquoi l'*exploitant de réseau de transport* n'est-il pas visé ?

Bien que l'*exploitant de réseau de transport* puisse être concerné par les activités relatives aux *programmes de DST*, l'équipe de rédaction n'a déterminé aucune exigence qui s'appliquerait à l'*exploitant de réseau de transport* dans le cadre des normes PRC-010-1 et PRC-010-2, car l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas les ressources nécessaires pour mettre en œuvre les spécifications du programme. Si le *propriétaire d'installation de transport* délègue certaines responsabilités à l'*exploitant de réseau de transport*, le *propriétaire d'installation de transport* demeure l'entité responsable.

Dans la mesure où l'*exploitant de réseau de transport* est tenu d'être au courant des relais et des systèmes de protection du réseau, l'équipe de rédaction précise que cette situation est couverte par l'exigence E1 de la norme PRC-001-1.1 (*Coordination de la protection du réseau*[18]). Il est également à noter que le délestage manuel, qui relève de l'*exploitant de réseau de transport*, n'est pas visé par les normes PRC-010-1 et PRC-010-2, mais par la norme EOP-003-2 actuelle, et qu'il le sera ultérieurement par la norme EOP-011-1 proposée (voir le projet 2009-03 sur les mesures d'urgence).

10) Qu'en est-il des systèmes de DST appartenant à des *propriétaires d'installation de transport*, à des *distributeurs* ou à des *exploitants de réseau de transport* et qui ne sont pas exigés par l'entité planificatrice ?

Les normes de fiabilité PRC-010-1 et PRC-010-2 emploient expressément le terme « *programme de DST* ». L'équipe de rédaction souligne qu'un *programme de DST*, étant donné les attributs qui le définissent, est forcément exigé et élaboré par un coordonnateur de la planification ou un *planificateur de réseau de transport*. La nature d'un système de DST exigé ou élaboré par un *distributeur*, un *exploitant de réseau de transport* ou un *propriétaire d'installation de transport* ne correspondrait pas à

18. http://www.nerc.com/_layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=PRC-001-1.1&title=System%20Protection%20Coordination.

la définition de « *programme de DST* » et n'aurait donc pas les caractéristiques voulues pour être visé par les normes PRC-010-1 et PRC-010-2.

Exigences E1, E3, E4 et E5

11) Quels sont les éléments requis pour évaluer la coordination selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1 ?

L'exigence E1 stipule que chaque *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* qui élabore un *programme de DST* doit en évaluer la viabilité et l'efficacité avant sa mise en œuvre. Cette évaluation se doit d'englober des études et analyses qui sous-tendent l'élaboration du programme et qui montrent comment celui-ci remédie aux conditions de sous-tension qui ont motivé sa conception. Ces études et analyses doivent aussi montrer que le *programme de DST* est intégré par la coordination avec la tenue aux creux de tension des groupes de production et avec d'autres systèmes de protection et de contrôle. La formulation de cette exigence vise à accorder la latitude nécessaire pour déterminer adéquatement l'efficacité du programme, notamment au chapitre de la coordination, compte tenu des caractéristiques du réseau. Des indications plus détaillées et des exemples relatifs à la coordination sont présentés à la section *Éclaircissements et commentaires techniques*, sous la rubrique *Précisions sur l'exigence E1*.

12) Les exigences E1, E3 et E4 semblent toutes concerner l'évaluation de l'efficacité du *programme de DST* ; en quoi diffèrent-elles les unes des autres ?

Les exigences E1, E3 et E4 demandent toutes d'évaluer l'efficacité du programme, mais à des moments différents.

L'exigence E1 concerne l'évaluation de l'efficacité du programme (précisée au moyen des alinéas) au début de l'élaboration du programme ou à l'étape de la planification initiale, avant la mise en œuvre. L'exigence E3 vise les mêmes objectifs d'évaluation de l'efficacité, mais lors d'un examen périodique obligatoire (au moins une fois tous les 60 mois civils). L'exigence E4 concerne l'évaluation d'un *programme de DST* après un événement (excursions de tension applicables), et vise à évaluer si le *programme de DST* a remédié aux problèmes de sous-tension associés à l'événement.

Il est à noter qu'en raison des activités distinctes de chaque exigence, les lacunes décelées dans un *programme de DST* par suite des évaluations prescrites aux exigences E3 ou E4 ne constituent pas une non-conformité à l'exigence E1.

13) Selon l'exigence E4, le *coordonnateur de la planification* ou *le planificateur de réseau de transport* doit en principe examiner toutes les excursions de tension ; n'est-ce pas un fardeau indu ?

Bien que l'exigence E4 demande en principe au *coordonnateur de la planification* ou *au planificateur de réseau de transport* d'examiner toutes les excursions de tension pour déterminer si la tension est tombée sous le seuil de déclenchement du *programme de DST*, l'équipe de rédaction est d'avis que cette détermination est facile. En effet : a) ou bien les dispositifs de DST se déclenchent ; b) ou bien on observe dans le réseau les conditions défavorables que cherche à prévenir le *programme de DST*.

Par ailleurs, l'équipe de rédaction reconnaît que le *coordonnateur de la planification* ou *le planificateur de réseau de transport*, puisqu'il n'est pas une entité exploitante, peut ne pas être en mesure de savoir quand des excursions de tension se produisent. Cependant, les pratiques habituelles des services publics d'électricité prévoient un processus par lequel l'*exploitant de réseau de transport*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *distributeur* signale de telles excursions de tension au *planificateur de réseau de transport ou au coordonnateur de la planification*.

14) La norme PRC-022-1 prescrivait l'analyse des *fonctionnements incorrects* des systèmes de DST. Comment cette problématique est-elle traitée dans la norme PRC-010-1?

Le rapport du sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) recommandait notamment d'établir une distinction claire entre d'une part le processus consistant à valider après un événement l'efficacité de la conception du *programme de DST*, sa coordination avec d'autres systèmes de protection et de contrôle ainsi que le besoin éventuel de modifier la conception du programme (activités visées par la norme PRC-010-1), et d'autre part le processus consistant à vérifier le bon fonctionnement de l'équipement de DST. Comme la norme PRC-010-1 ne donnait aucune indication quant aux *fonctionnements incorrects* de l'équipement de DST, l'équipe de rédaction a apporté un changement subséquent et créé la norme PRC-010-2. Cette nouvelle version (PRC-010-2) exige que l'évaluation prescrite à l'exigence E4 s'étende au comportement (fonctionnement ou non-fonctionnement) de l'équipement du *programme de DST*.

Par suite de l'évaluation, l'exigence E5 demande d'élaborer un *plan d'actions correctives* visant à éliminer toute lacune décelée. Cette articulation des exigences fait en sorte que l'équipement de *programme de DST* sera évalué afin de déceler tout *fonctionnement incorrect* qui pourrait nuire à la fiabilité du *BES*. Toutefois, l'équipe de rédaction est demeurée convaincue pendant l'élaboration de la norme PRC-010-1 que la vérification du bon fonctionnement de l'équipement de DST relève en fait de la norme PRC-004, et a donc inclus dans la norme PRC-004-5 proposée une mention des systèmes de DST destinés à mettre hors circuit un ou plusieurs éléments du *BES*.

Exigences E6, E7 et E8

15) Les exigences E6, E7 et E8 font-elles double emploi avec celles de la norme MOD-032-1 ?

Bien que des prescriptions en matière de données soient présentes à la fois dans la norme MOD-032-1 (*Données de modélisation et d'analyse des réseaux électriques*[19]) et dans les exigences E6, E7 et E8 des normes PRC-010-1 et PRC-010-2, la différence essentielle est la suivante : la norme MOD-032-1 établit des exigences globales en matière de format et de procédures de déclaration pour les données de modélisation, tandis que les exigences des normes PRC-010-1 et PRC-010-2 concernent le besoin de tenir à jour et de partager des données et des bases de données aux fins des études servant spécifiquement à l'analyse d'événements pour les *programmes de DST*. Bien que les normes de

19. http://www.nerc.com/_layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=MOD-032-1&title=Data%20for%20Power%20System%20Modeling%20and%20Analysis.

fiabilité en général puissent montrer ainsi certains chevauchements, les activités visées par ces exigences restent tout à fait distinctes.

16) Les exigences E6, E7 et E8 semblent de nature administrative ; est-ce que cela ne contredit pas les critères du projet Paragraphe 81[20] ?

Une bonne tenue à jour et un partage en temps utile des données des *programmes de DST*, conformément aux exigences E6, E7 et E8, sont nécessaires pour informer le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* des études et des analyses disponibles. Bien que des tâches administratives soient effectivement demandées, ces tâches répondent à un besoin essentiel en matière de fiabilité.

En outre, les exigences E6, E7 et E8 sont le parallèle des exigences en matière de données de la norme PRC-006-2 (*Délestage en sous-fréquence automatique*)[21, 22] approuvée par la FERC. Bien que certaines de ces exigences parallèles de la norme PRC-006-2 soient ciblées pour la phase 2 du projet Paragraphe 81, elles n'ont pas encore été déclarées conformes aux critères ; en outre, le comité d'expertise indépendant recommande de ne pas supprimer ces candidats au projet Paragraphe 81, invoquant « la nécessité d'attentes claires envers les *coordonnateurs de la planification* pour qu'ils partagent les données nécessaires pour déterminer les paramètres de leurs programmes de DSF. »

Justification

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le conseil d'administration de la NERC, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de la section Applicabilité

La présente norme vise les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* qui ont un *programme de DST* ou qui en préparent un, ainsi que les *distributeurs* et *propriétaires d'installation de transport* responsables de la propriété, de l'exploitation ou du contrôle de l'équipement de DST conformément au *programme de DST* élaboré par le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification*. Ces *distributeurs* et ces *propriétaires d'installation de transport* sont appelés « entités DST » aux fins de la présente norme.

La norme vise à la fois les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport*, car les uns comme les autres peuvent être chargés de concevoir et de coordonner le *programme de DST* d'après des contrats, des protocoles d'entente ou des tarifs.

---

20. Se reporter au document du comité d'expertise indépendant (IERP). Référence : http://www.nerc.com/pa/Stand/Standard%20Development%20Plan/Standards_Independent_Experts_Review_Project_Report-SOTC_and_Board.pdf.
21. http://www.nerc.com/_layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=PRC-006-2&title=Automatic%20Underfrequency%20Load%20Shedding.
22. Adoption par le conseil d'administration de la NERC le 14 novembre 2014.

L'expression « *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* » donne la latitude voulue pour que les exigences de la norme s'appliquent à l'entité qui doit agir. Ce ne sont pas les deux entités qui sont tenues d'agir ; celles-ci doivent plutôt s'entendre entre elles pour décider si l'entité responsable doit être le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*.

Justification de l'exigence E1

Au paragraphe 1509 de son Ordonnance 693, la FERC demande à la NERC d'exiger une démarche intégrée et coordonnée pour tous les systèmes de protection. L'équipe de rédaction convient qu'un manque de coordination entre les systèmes de protection présente un risque certain pour la fiabilité, et que chaque *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* qui crée un *programme de DST* devrait en évaluer la viabilité et l'efficacité avant sa mise en œuvre. Cette évaluation se doit d'englober les études et analyses qui sous-tendent l'élaboration du programme et qui montrent comment celui-ci remédie aux conditions de sous-tension qui ont mené à sa conception. Ces études et analyses devraient aussi montrer que le *programme de DST* est intégré par la coordination avec la tenue aux creux de tension des groupes de production et avec d'autres systèmes de protection et de contrôle. Bien qu'elles soient présentées comme des éléments séparés, l'équipe de rédaction reconnaît que les études qui traitent des questions de coordination et celles qui concernent les problèmes de sous-tension peuvent être interreliées et présentées sous la forme d'une seule et même analyse globale.

En outre, l'exigence E1 demande aussi au *coordonnateur de la planification* ou au *planificateur de réseau de transport* de transmettre les spécifications et le calendrier de mise en œuvre du *programme de DST* aux entités DST chargées d'exécuter le programme. Il est noté que les études visant à évaluer l'efficacité du programme devront être terminées avant la transmission des spécifications et du calendrier de mise en œuvre.

Justification de l'exigence E2

Les entités DST sont tenues de mettre en œuvre un *programme de DST* ou les actions correctives demandées pour celui-ci conformément aux spécifications et au calendrier fournis par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*. Si les entités DST ne respectent pas les spécifications et le calendrier de mise en œuvre du *programme de DST*, celui-ci risque de manquer d'efficacité et de ne pas atteindre le but visé.

Justification de l'exigence E3

Une évaluation complète périodique (analyse détaillée) doit permettre de connaître les effets cumulés de divers changements mineurs survenus dans le réseau depuis l'évaluation précédente, et doit comprendre une évaluation de chaque *programme de DST* afin de maintenir l'intégration et la coordination. Cette évaluation complète vient s'ajouter à l'exigence de la norme TPL-001-4 qui prescrit une évaluation annuelle de l'impact des systèmes de protection.

À partir des connaissances et de l'expérience des membres de l'équipe de rédaction, et compte tenu des délais associés à des exigences semblables dans d'autres normes de fiabilité PRC, l'intervalle maximal admissible entre les évaluations a été fixé à 60 mois civils. L'évaluation sera effectuée avant la fin du délai de 60 mois civils si le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* considère que des changements importants dans la topologie du réseau ou dans les conditions de service remettent en question l'efficacité d'un *programme de DST*. Il est à noter que le délai de 60 mois civils recommence à courir après chaque évaluation.

Justification de l'exigence E4

Un *programme de DST* qui ne fonctionne pas comme prévu pendant une excursion de tension pour laquelle il a été conçu présente un risque sérieux pour la fiabilité du réseau. C'est pourquoi il est essentiel de mener en temps utile une évaluation pour déterminer 1) si le *programme de DST* a remédié aux problèmes de sous-tension et 2) le comportement de l'équipement du *programme de DST* associé à l'événement en question. Le délai de 12 mois civils (à compter de la date de l'événement) offre suffisamment de temps pour établir la coordination avec d'autres *coordonnateurs de la planification*, *planificateurs de réseau de transport*, *exploitants de réseau de transport* et entités DST, pour simuler les conditions avant et après l'événement et pour terminer l'évaluation de l'efficacité du *programme de DST*.

Justification de l'exigence E5

Si des lacunes sont constatées pendant une évaluation selon l'exigence E3 ou E4, le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* doit élaborer un *plan d'actions correctives* afin de corriger ces lacunes. À partir des connaissances et de l'expérience des membres de l'équipe de rédaction en matière d'études de DST, un délai de trois mois civils a été jugé être un compromis judicieux entre l'impératif de corriger rapidement les lacunes préjudiciables à la fiabilité et le temps nécessaire pour envisager diverses solutions possibles, coordonner les ressources, élaborer un *plan d'actions correctives* et un calendrier de mise en œuvre, puis communiquer ce plan et son calendrier aux entités DST.

Il est à noter que ce délai de trois mois civils couvre uniquement l'élaboration du *plan d'actions correctives* et son calendrier de mise en œuvre, puis leur transmission aux entités DST ; il n'inclut pas le temps nécessaire pour la mise en œuvre du plan par les entités DST. C'est l'exigence E2 qui oblige les entités DST à exécuter le *plan d'actions correctives* conformément au calendrier transmis par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*.

Justification de l'exigence E6

Le *coordonnateur de la planification* doit disposer de données exactes et à jour pour les études de sous-tension et pour les analyses d'événement. L'exigence E6 vise à répondre à ce besoin de fiabilité en demandant au *coordonnateur de la planification* de mettre à jour au moins une fois par année civile sa base de données sur les *programmes de DST*.

Justification de l'exigence E7

Le *coordonnateur de la planification* doit disposer de données exactes et à jour pour les études de sous-tension et pour les analyses d'événement. L'exigence E7 vise à répondre à ce besoin de fiabilité en demandant aux entités DST de fournir les données relatives aux *programmes de DST* conformément aux paramètres indiqués.

Justification de l'exigence E8

L'exigence E8 va dans le sens de la démarche intégrée et coordonnée en matière de *programmes de DST* demandée au paragraphe 1509 de l'Ordonnance 693 de la FERC, en stipulant que les bases de données sur les *programmes de DST* doivent être partagées avec les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* des zones voisines dans un délai raisonnable. Ces bases de données doivent aussi être transmises, sur demande, aux entités fonctionnelles qui ont un besoin en matière de fiabilité, par exemple les *exploitants de réseau de transport* qui établissent les *limites d'exploitation du réseau* et les *coordonnateurs de la fiabilité* qui établissent les *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion*.

Annexe QC-PRC-010-2
Dispositions particulières de la norme PRC-010-2 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : **Délestage de charge en sous-tension**

2. Numéro : PRC-010-2

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

Aucune.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 14 février 2017

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 14 février 2017

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 2 avril 2017

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Soumission périodique de données

Rapport par exception

Enquête à la suite d'une plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Éclaircissement et commentaires techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	14 février 2017	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : Automatismes de réseau

2. Numéro : PRC-012-2

3. Objet : Faire en sorte que les *automatismes de réseau* n'entraînent pas de risques imprévus ou inacceptables pour la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (*BES*).

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1 *Coordonnateur de la fiabilité*

4.1.2 *Coordonnateur de la planification*

4.1.3 Entité propriétaire d'*automatisme de réseau* : *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* ou *distributeur* qui possède la totalité ou une partie d'un *automatisme de réseau*

4.2. Installations :

4.2.1 *Automatismes de réseau*

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre de la norme PRC-012-2.

B. Exigences et mesures

E1. Avant de mettre en service un *automatisme de réseau* nouveau ou dont le fonctionnement a été modifié ou avant de retirer un *automatisme de réseau* existant, chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit fournir pour examen l'information spécifiée à l'annexe 1 à tout *coordonnateur de la fiabilité* dans la zone duquel est situé l'*automatisme de réseau*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M1. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : copie de la documentation spécifiée à l'annexe 1 et communications datées avec le ou les *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen dans le cadre de l'exigence E1.

E2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* qui reçoit l'information spécifiée à l'annexe 1 en vertu de l'exigence E1 doit, dans un délai de quatre mois civils complets suivant la réception ou selon un calendrier établi d'un commun accord, procéder à l'examen de l'*automatisme de réseau* conformément à l'annexe 2, et fournir une réponse écrite à chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : rapports datés, listes de contrôle ou autres documents décrivant l'examen de l'*automatisme de réseau*, et communications datées avec l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*, dans le cadre de l'exigence E2.

E3. Avant de mettre en service un *automatisme de réseau* nouveau ou dont le fonctionnement a été modifié ou avant de retirer un *automatisme de réseau* existant, chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* qui reçoit d'un *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen un constat de problèmes de fiabilité doit corriger chacun de ces problèmes à la satisfaction de chaque *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M3. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents datés et communications avec le *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen confirmant qu'aucun problème de fiabilité n'a été constaté lors de l'examen ou que tous les problèmes de fiabilité signalés ont été corrigés conformément à l'exigence E3.

E4. Chaque *coordonnateur de la planification*, au moins une fois toutes les cinq années civiles complètes, doit :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

4.1. évaluer chaque *automatisme de réseau* situé dans sa zone de planification afin de déterminer si les conditions suivantes sont remplies :

4.1.1. l'*automatisme de réseau* doit atténuer la ou les conditions ou *contingences* de *réseau* pour lesquelles il a été conçu ;

4.1.2. l'*automatisme de réseau* doit éviter toute interaction nuisible avec d'autres *automatismes de réseau* ou systèmes de protection et de conduite ;

4.1.3. dans le cas d'un *automatisme de réseau* à impact limité[1], le fonctionnement intempestif de l'*automatisme de réseau* ou son non-fonctionnement ne doit pas donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES* ;

4.1.4. sauf dans le cas d'un *automatisme de réseau* à impact limité, le fonctionnement intempestif possible d'un *automatisme de réseau* par suite d'une défectuosité d'un de ses éléments doit répondre à toutes les exigences suivantes :

4.1.4.1. le *BES* doit demeurer stable ;

4.1.4.2. il ne doit pas y avoir de *déclenchements en cascade* ;

4.1.4.3. les *caractéristiques assignées d'installation* pertinentes ne doivent pas être dépassées ;

4.1.4.4. les tensions du *BES* doivent demeurer en deçà des limites de tension post*contingences* ainsi que des limites d'écart de tension post*contingences* établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* ;

4.1.4.5. les réponses aux tensions transitoires doivent demeurer en deçà des limites acceptables établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* ;

1. Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*.

4.1.5. sauf dans le cas d'un *automatisme de réseau* à impact limité, une défaillance d'un élément de l'*automatisme de réseau*, dans une situation où il est prévu que l'*automatisme de réseau* fonctionne, ne doit pas empêcher le *BES* de respecter les mêmes exigences de performance (définies dans la norme de fiabilité TPL-001-4, où elles sont appelées « critères de comportement », ou toute norme qui la remplace) que celles prescrites pour les événements et les conditions en vue desquels l'*automatisme de réseau* est conçu ;

4.2. fournir les résultats d'évaluation de l'*automatisme de réseau*, y compris toute lacune constatée, à chaque *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen et entité propriétaire d'*automatisme de réseau*, ainsi qu'à chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* touché.

M4. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : rapports datés ou autres documents d'analyse concernant l'évaluation de chaque *automatisme de réseau*, et communications datées avec les entités propriétaires d'*automatisme de réseau*, les *planificateurs de réseau de transport*, les autres *coordonnateurs de la planification* et les *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen, dans le cadre de l'exigence E4.

E5. Chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau*, dans un délai de 120 jours civils complets suivant le fonctionnement d'un *automatisme de réseau* ou son non-fonctionnement dans une situation où il aurait dû fonctionner, ou selon un calendrier établi d'un commun accord avec le ou les *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen, doit :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

5.1. participer à l'analyse de la performance opérationnelle de l'*automatisme de réseau* afin de déterminer :

5.1.1. si les événements ou les conditions du *réseau* ont déclenché adéquatement l'*automatisme de réseau* ;

5.1.2. si l'*automatisme de réseau* a fonctionné comme prévu ;

5.1.3. si l'*automatisme de réseau* a effectivement atténué les problèmes de performance du *BES* pour lesquels il est conçu ;

5.1.4. si le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* a entraîné une réaction imprévue ou nuisible du *BES* ;

5.2. fournir à son ou ses *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen les résultats de l'analyse de performance opérationnelle de l'*automatisme de réseau* si une ou des lacunes sont signalées.

M5. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents datés décrivant les résultats de l'analyse de performance opérationnelle de l'*automatisme de réseau* et communications datées avec la ou les entités propriétaires d'*automatisme de réseau* et le ou les *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen, dans le cadre de l'exigence E5.

E6. Chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit participer à élaborer un *plan d'actions correctives* et soumettre celui-ci à son ou ses *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen dans un délai de six mois civils complets :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation et planification à long terme]

- après avoir été avisé d'une lacune dans son *automatisme de réseau* en vertu de l'exigence E4 ; ou
- après avoir avisé son ou ses *coordonnateurs de la fiabilité* d'une lacune en vertu de l'alinéa 5.2 de l'exigence E5 ; ou
- après avoir découvert une lacune dans son *automatisme de réseau* selon l'exigence E8.

M6. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : *plan d'actions correctives* daté et communications datées entre chaque *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen et chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau*, dans le cadre de l'exigence E6.

E7. Chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit, pour chacun de ses *plans d'actions correctives* élaborés conformément à l'exigence E6 :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation et planification à long terme]

7.1. mettre en œuvre le *plan d'actions correctives* ;

7.2. mettre à jour le *plan d'actions correctives* en cas de changement dans ses activités ou son calendrier ;

7.3. aviser chaque *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen en cas de changement dans les activités ou le calendrier du *plan d'actions correctives* et lorsque le *plan d'actions correctives* est achevé.

M7. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents datés comme des *plans d'actions correctives*, des dossiers de projet ou de programme de gestion de travaux, des fiches de réglage, des ordres de travail, des dossiers d'entretien, et des communications avec le ou les *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen documentant la mise en œuvre, la mise à jour ou l'achèvement d'un *plan d'actions correctives*, dans le cadre de l'exigence E7.

E8. Chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit participer à un essai fonctionnel de chacun de ses *automatismes de réseau* afin de vérifier la performance globale de celui-ci ainsi que le bon fonctionnement des éléments qui ne font pas partie des *systèmes de protection* :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

- au moins une fois toutes les six années civiles complètes, pour tous les *automatismes de réseau* non désignés comme étant à impact limité ; ou
- au moins une fois toutes les douze années civiles complètes, pour tous les *automatismes de réseau* désignés comme étant à impact limité.

M8. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents datés décrivant l'analyse de performance opérationnelle de l'*automatisme de réseau* pour le fonctionnement correct d'un segment ou pour l'intégralité de l'*automatisme de réseau* (documentation de la mesure M5), ou documents datés attestant qu'un essai fonctionnel de chaque segment de l'*automatisme de réseau* ou un essai intégral a été effectué conformément à l'exigence E8.

E9. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit mettre à jour, au moins une fois tous les douze mois civils complets, une base de données sur les *automatismes de réseau* contenant au minimum l'information spécifiée à l'annexe 3.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

M9. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : feuilles de chiffrier datées, relevés de base de données ou autres documents attestant qu'une base de données sur les *automatismes de réseau* a été mise à jour conformément à l'exigence E9.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* (*propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* ou *distributeur*) doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité aux exigences E1, E3, E5, E6, E7 et E8 ainsi qu'aux mesures M1, M3, M5, M6, M7 et M8 depuis l'audit le plus récent, à moins que son *CEA* lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité aux exigences E2 et E9 ainsi qu'aux mesures M2 et M9 depuis l'audit le plus récent, à moins que son *CEA* lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E4 et à la mesure M4 depuis l'audit le plus récent, à moins que son *CEA* lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Si une entité propriétaire d'*automatisme de réseau* (*propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* ou *distributeur*), un *coordonnateur de la fiabilité* ou un *coordonnateur de la planification* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *CEA* doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance et de mise en application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* n'a pas fourni l'information spécifiée à l'annexe 1 à chaque *coordonnateur de la fiabilité*, conformément à l'exigence E1, avant de mettre en service un *automatisme de réseau* nouveau ou dont le fonctionnement a été modifié ou avant de retirer un *automatisme de réseau* existant.
E2	Le *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen a procédé à l'examen et a fourni une réponse écrite conformément à l'exigence E2, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils complets.	Le *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen a procédé à l'examen et a fourni une réponse écrite conformément à l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 30 jours civils complets et d'au plus 60 jours civils complets.	Le *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen a procédé à l'examen et a fourni une réponse écrite conformément à l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 60 jours civils complets et d'au plus 90 jours civils complets.	Le *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen a procédé à l'examen et a fourni une réponse écrite conformément à l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 90 jours civils complets. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen n'a pas procédé à l'examen ou n'a pas fourni une réponse écrite conformément à l'exigence E2.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité *propriétaire* d'*automatisme de réseau* n'a pas corrigé un problème de fiabilité à la satisfaction de chaque *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen, conformément à l'exigence E3, avant de mettre en service un *automatisme de réseau* nouveau ou dont le fonctionnement a été modifié ou avant de retirer un *automatisme de réseau* existant.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4	Le *coordonnateur de la planification* a procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils complets.	Le *coordonnateur de la planification* a procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4, mais avec un retard de plus de 30 jours civils complets et d'au plus 60 jours civils complets.	Le *coordonnateur de la planification* a procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4, mais avec un retard de plus de 60 jours civils complets et d'au plus 90 jours civils complets. OU Le *coordonnateur de la planification* a procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4, mais en omettant un des alinéas 4.1.1 à 4.1.5.	Le *coordonnateur de la planification* a procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4, mais avec un retard de plus de 90 jours civils complets. OU Le *coordonnateur de la planification* a procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4, mais en omettant au moins deux des alinéas 4.1.1 à 4.1.5. OU Le *coordonnateur de la planification* a procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4, mais n'a pas fourni les résultats à une ou plusieurs des entités indiquées à l'alinéa 4.2. OU Le *coordonnateur de la planification* n'a pas procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	L'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* a procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5, mais avec un retard d'au plus 10 jours civils complets.	L'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* a procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 10 jours civils complets et d'au plus 20 jours civils complets.	L'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* a procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 20 jours civils complets et d'au plus 30 jours civils complets. OU L'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* a procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5, mais en omettant un des alinéas 5.1.1 à 5.1.4.	L'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* a procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 30 jours civils complets. OU L'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* a procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5, mais en omettant au moins deux des alinéas 5.1.1 à 5.1.4. OU L'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* a procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5, mais n'a pas fourni les résultats à un ou plusieurs *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen conformément à l'alinéa 5.2. OU L'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* n'a pas procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6	L'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* a élaboré un *plan d'actions correctives* et l'a soumis à son ou ses *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen conformément à l'exigence E6, mais avec un retard d'au plus 10 jours civils complets.	L'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* a élaboré un *plan d'actions correctives* et l'a soumis à son ou ses *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen conformément à l'exigence E6, mais avec un retard de plus de 10 jours civils complets et d'au plus 20 jours civils complets.	L'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* a élaboré un *plan d'actions correctives* et l'a soumis à son ou ses *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen conformément à l'exigence E6, mais avec un retard de plus de 20 jours civils complets et d'au plus 30 jours civils complets.	L'entité *propriétaire* d'*automatisme de réseau* a élaboré un *plan d'actions correctives* et l'a soumis à son ou ses *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen conformément à l'exigence E6, mais avec un retard de plus de 30 jours civils complets. OU L'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* a élaboré un *plan d'actions correctives*, mais ne l'a pas soumis à un ou plusieurs de ses *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen conformément à l'exigence E6. OU L'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* n'a pas élaboré de *plan d'actions correctives* conformément à l'exigence E6.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E7	L'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* a mis en œuvre un *plan d'actions correctives* conformément à l'alinéa 7.1 de l'exigence E7, mais ne l'a pas mis à jour conformément à l'alinéa 7.2 en cas de changement dans ses activités ou son calendrier, ou n'a pas avisé conformément à l'alinéa 7.3 chacun des *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen en cas de mise à jour ou à l'achèvement du *plan d'actions correctives*.	S. O.	S. O.	L'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* n'a pas mis en œuvre un *plan d'actions correctives* conformément à l'alinéa 7.1 de l'exigence E7.
E8	L'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* a effectué un essai fonctionnel d'un *automatisme de réseau* conformément à l'exigence E8, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils complets.	L'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* a effectué un essai fonctionnel d'un *automatisme de réseau* conformément à l'exigence E8, mais avec un retard de plus de 30 jours civils complets et d'au plus 60 jours civils complets.	L'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* a effectué un essai fonctionnel d'un *automatisme de réseau* conformément à l'exigence E8, mais avec un retard de plus de 60 jours civils complets et d'au plus 90 jours civils complets.	L'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* a effectué un essai fonctionnel d'un *automatisme de réseau* conformément à l'exigence E8, mais avec un retard de plus de 90 jours civils complets. OU L'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* n'a pas effectué un essai fonctionnel d'un *automatisme de réseau* conformément à l'exigence E8.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E9	Le *coordonnateur de la fiabilité* a mis à jour la base de données sur les *automatismes de réseau* conformément à l'exigence E9, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils complets.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a mis à jour la base de données sur les *automatismes de réseau* conformément à l'exigence E9, mais avec un retard de plus de 30 jours civils complets et d'au plus 60 jours civils complets.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a mis à jour la base de données sur les *automatismes de réseau* conformément à l'exigence E9, mais avec un retard de plus de 60 jours civils complets et d'au plus 90 jours civils complets.	Le *coordonnateur de la fiabilité* a mis à jour la base de données sur les *automatismes de réseau* conformément à l'exigence E9, mais avec un retard de plus de 90 jours civils complets. OU Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas mis à jour la base de données sur les *automatismes de réseau* conformément à l'exigence E9.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	8 février 2005	Adoption par le Conseil d'administration	
0	16 mars 2007	Désignation par la Commission comme version provisoire, sans aucune mesure prise concernant la norme	
1	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration	
1	19 novembre 2015	Acceptation par la Commission à titre informatif seulement	
2	5 mai 2016	Adoption par le Conseil d'administration	
2	20 septembre 2017	Ordonnance 837 de la FERC approuvant la norme PRC-012-2	

Annexe 1
Documentation à fournir pour l'examen d'un *automatisme de réseau*

La liste de contrôle qui suit spécifie les informations essentielles que l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit documenter et fournir aux *coordonnateurs de la fiabilité* (*RC*) chargés de l'examen pour chaque *automatisme de réseau* (*RAS*) nouveau ou dont le fonctionnement a été modifié[2]. Pour tout élément de cette liste qui ne s'applique pas à l'*automatisme de réseau* à examiner, on inscrira la mention « Sans objet ». Si un *automatisme de réseau* existant est présenté pour examen et approbation d'une modification, seule la modification proposée nécessite un examen ; l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit toutefois fournir un résumé du fonctionnement préexistant. Le *RC* peut demander des compléments d'information sur n'importe quel aspect de l'*automatisme de réseau* ainsi que sur tout problème de fiabilité connexe. Le *RC* peut inviter des entités supplémentaires (sans pouvoir de décision) à participer au processus d'examen de l'*automatisme de réseau*.

I. Généralités

1. Éléments d'information (cartes, schémas unifilaires, schémas de poste électrique, schémas de principe, etc.) qui indiquent l'emplacement physique et électrique de l'*automatisme de réseau* et des installations connexes.
2. Fonctionnement du nouvel *automatisme de réseau* ou des modifications proposées au fonctionnement d'un *automatisme de réseau* existant, avec documentation du fonctionnement de l'*automatisme de réseau* avant et après les modifications.
3. *Plan d'actions correctives*, si des modifications d'un *automatisme de réseau* sont proposées dans le cadre d'un *plan d'actions correctives*.
4. Données à verser dans la base de données sur les *automatismes de réseau* :
   a. nom de l'*automatisme de réseau* ;
   b. chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* et ses coordonnées ;
   c. date réelle ou prévue de mise en service, date d'approbation la plus récente par le *RC* (exigence E3), date d'évaluation la plus récente (exigence E4) et date de retrait, le cas échéant ;
   d. problème de performance du *réseau* ou autre raison qui motive l'*automatisme de réseau* (surcharge thermique, instabilité angulaire, amortissement incorrect d'oscillations, instabilité de la tension, surtension, sous-tension, rétablissement lent de la tension, etc.) ;
   e. description des *contingences* ou des conditions du *réseau* pour lesquelles l'*automatisme de réseau* a été conçu (conditions de déclenchement) ;
   f. actions que doit exécuter l'*automatisme de réseau* ;

2. L'expression « dont le fonctionnement a été modifié » s'applique à toute modification apportée à un *automatisme de réseau*, parmi les suivantes :
   - changements dans les conditions ou les contingences du *réseau* surveillées par l'*automatisme de réseau* ;
   - changements dans les actions que l'*automatisme de réseau* est conçu pour exécuter ;
   - changements dans les composants physiques de l'*automatisme de réseau*, au-delà du remplacement à l'identique, sans changement dans le fonctionnement initial de composants existants ;
   - changements à la logique de l'*automatisme de réseau*, au-delà de la correction d'erreurs existantes ;
   - changements dans les niveaux de redondance (ajout ou retrait).

g. désignation de l'*automatisme de réseau* comme étant à impact limité[3] ;

h. tout complément d'explication qui contribue à une compréhension de haut niveau de l'*automatisme de réseau*.

II. Description fonctionnelle et information relative à la planification du transport

1. *Contingences* et conditions du *réseau* auxquelles l'*automatisme de réseau* est censé remédier.
2. Actions que doit exécuter l'*automatisme de réseau* en réponse à des perturbations.
3. Résumé d'études techniques, le cas échéant, démontrant que les actions de l'*automatisme de réseau* proposé répondent aux objectifs de performance du *réseau* dans le cadre des événements et des conditions du *réseau* auxquels l'*automatisme de réseau* est censé remédier. Ce résumé d'études techniques doit préciser notamment les années étudiées, les conditions du *réseau* et les *contingences* analysées pour la conception de l'*automatisme de réseau*, et la date à laquelle les études techniques ont été effectuées.
4. Information sur tout projet de développement du *réseau* susceptible d'influer sur l'*automatisme de réseau*.
5. Le cas échéant, désignation « à impact limité » proposée par l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau*, avec justification.
6. Documentation décrivant la performance du *réseau* résultant d'un fonctionnement intempestif possible de l'*automatisme de réseau* (sauf si celui-ci est à impact limité) causé par la défectuosité d'un de ses éléments. En cas de défectuosité d'un élément d'un *automatisme de réseau* non désigné comme étant à impact limité, toutes les conditions suivantes doivent être remplies :
   a. le *BES* doit demeurer stable ;
   b. il ne doit pas y avoir de *déclenchements en cascade* ;
   c. les *caractéristiques assignées d'installation* pertinentes ne doivent pas être dépassées ;
   d. les tensions du *BES* doivent demeurer en deçà des limites de tension post*contingences* ainsi que des limites d'écart de tension post*contingences* établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* ;
   e. les réponses aux tensions transitoires doivent demeurer en deçà des limites acceptables établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification*.
7. Évaluation confirmant que les réglages et le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* font en sorte d'éviter toute interaction nuisible avec d'autres *automatismes de réseau* et systèmes de protection et de conduite.
8. Indication d'autres *RC* touchés.

3. Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*.

III. Mise en œuvre

1. Documentation décrivant tout équipement pertinent utilisé pour la détection, l'alimentation c.c., les communications, le télédéclenchement, la logique de traitement, les actions de commande et la surveillance.
2. Information sur les réglages ou paramètres et la logique de détection qui commandent le fonctionnement de l'*automatisme de réseau*.
3. Documentation confirmant que tout dispositif multifonction affecté à des fonctions de l'*automatisme de réseau* en plus d'autres fonctions (relais de protection, *SCADA*, etc.) ne compromet pas la fiabilité de l'*automatisme de réseau* lorsque ce dispositif n'est pas en service ou est en cours d'entretien.
4. Documentation décrivant la performance du *réseau* en cas de défaillance d'un des éléments de l'*automatisme de réseau* (sauf si celui-ci est à impact limité) au moment où l'*automatisme de réseau* est censé fonctionner. La défaillance d'un des éléments d'un *automatisme de réseau* non désigné comme étant à impact limité ne doit pas empêcher le *BES* de respecter les mêmes exigences de performance (définies dans la norme de fiabilité TPL-001-4, où elles sont appelées « critères de comportement », ou dans toute norme qui la remplace) que celles prescrites pour les événements et les conditions pour lesquels l'*automatisme de réseau* est conçu. La documentation doit décrire ou illustrer comment la conception de l'*automatisme de réseau* atteint cet objectif.
5. Documentation décrivant le processus d'essai fonctionnel.

IV. Retrait d'un *automatisme de réseau*

La liste suivante indique les informations sur l'*automatisme de réseau* que l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit documenter et fournir à chaque *RC* chargé de l'examen.

1. Information nécessaire pour permettre au *RC* de comprendre l'emplacement physique et électrique de l'*automatisme de réseau* et des installations connexes.
2. Résumé des études techniques pertinentes et des justifications techniques qui motivent le retrait de l'*automatisme de réseau*.
3. Date de retrait de l'*automatisme de réseau*.

Annexe 2
Liste de contrôle d'examen de l'*automatisme de réseau* par le *coordonnateur de la fiabilité*

La liste de contrôle suivante indique les critères de fiabilité qui doivent guider le *coordonnateur de la fiabilité* (*RC*) dans son examen et sa vérification de tout *automatisme de réseau* nouveau ou dont le fonctionnement a été modifié[4]. Le *RC* n'est pas limité dans son examen aux éléments de cette liste de contrôle ; il peut demander des compléments d'information sur n'importe quel aspect de l'*automatisme de réseau* ainsi que sur tout problème de fiabilité relatif à l'*automatisme de réseau*. Pour tout élément de cette liste qui ne s'applique pas à l'*automatisme de réseau* examiné, on inscrira la mention « Sans objet ». Si l'examen soulève des questionnements quant à la fiabilité, celles-ci ainsi que les solutions proposées doivent être documentées avec le reste des éléments applicables de l'annexe 2.

I. Conception

1. Les actions de l'*automatisme de réseau* répondent aux objectifs de performance pour l'étendue des événements et des conditions auxquels l'*automatisme de réseau* est censé remédier.
2. La temporisation des actions de l'*automatisme de réseau* est appropriée aux objectifs de performance du *BES* établis pour l'*automatisme de réseau*.
3. Les conditions d'armement de l'*automatisme de réseau*, le cas échéant, sont appropriées pour ses objectifs de performance du *réseau*.
4. L'*automatisme de réseau* évite toute interaction nuisible avec d'autres *automatismes de réseau* ou systèmes de protection et de conduite.
5. Les effets d'un fonctionnement incorrect de l'*automatisme de réseau* (y compris son fonctionnement intempestif ou son non-fonctionnement) ont été déterminés.
6. La désignation de l'*automatisme de réseau* comme étant ou non à impact limité[5]. Un *automatisme de réseau* à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*.
7. Sauf dans le cas d'un *automatisme de réseau* à impact limité (selon l'évaluation du *RC*), le fonctionnement intempestif possible de l'*automatisme de réseau* par suite d'une défectuosité d'un de ses éléments doit répondre à toutes les exigences suivantes :
    a. le *BES* doit demeurer stable ;

---

4. L'expression « dont le fonctionnement a été modifié » s'applique à toute modification apportée à un *automatisme de réseau*, parmi les suivantes :
    - changements dans les conditions ou les contingences du *réseau* surveillées par l'*automatisme de réseau* ;
    - changements dans les actions que l'*automatisme de réseau* est conçu pour exécuter ;
    - changements dans les composants physiques de l'*automatisme de réseau*, au-delà du remplacement à l'identique, sans changement dans le fonctionnement initial de composants existants ;
    - changements à la logique de l'*automatisme de réseau*, au-delà de la correction d'erreurs existantes ;
    - changements dans les niveaux de redondance (ajout ou retrait).

5. Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*.

b. il ne doit pas y avoir de *déclenchements en cascade* ;

c. les *caractéristiques assignées d'installation* pertinentes ne doivent pas être dépassées ;

d. les tensions du *BES* doivent demeurer en deçà des limites de tension post*contingences* ainsi que des limites d'écart de tension post*contingences* établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* ;

e. les réponses aux tensions transitoires doivent demeurer en deçà des limites acceptables établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification*.

8. Les effets de modifications futures du *BES* sur la conception et le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* ont été déterminés, le cas échéant.

II. Mise en œuvre

1. La mise en œuvre de la logique de l'*automatisme de réseau* établit une corrélation adéquate entre les actions (signaux de sortie) et les événements et conditions (signaux d'entrée).
2. Sauf dans le cas d'un *automatisme de réseau* à impact limité (selon l'évaluation du *RC*), la défaillance d'un des éléments de l'*automatisme de réseau* n'empêche pas le *BES* de respecter les mêmes exigences de performance que celles prescrites pour les événements et les conditions pour lesquels l'*automatisme de réseau* est conçu.
3. La conception de l'*automatisme de réseau* facilite les opérations d'essai et d'entretien périodiques.
4. Le mécanisme ou la procédure d'armement de l'*automatisme de réseau* est décrit clairement, et permet un armement et un fonctionnement fiables de l'*automatisme de réseau* pour les événements et les conditions pour lesquels l'*automatisme de réseau* est conçu.

III. Retrait d'un *automatisme de réseau*

L'examen du retrait proposé d'un *automatisme de réseau* doit confirmer que l'*automatisme de réseau* n'est plus nécessaire.

Annexe 3
Information de la base de données

1. Nom de l'*automatisme de réseau*.
2. Chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* et ses coordonnées.
3. Date réelle ou prévue de mise en service, date d'approbation la plus récente par le *coordonnateur de la fiabilité* (exigence E3), date d'évaluation la plus récente (exigence E4) et date de retrait, le cas échéant.
4. Problème de performance du *réseau* ou autre raison qui motive l'*automatisme de réseau* (surcharge thermique, instabilité angulaire, amortissement incorrect d'oscillations, instabilité de la tension, surtension, sous-tension, rétablissement lent de la tension, etc.).
5. Description des *contingences* ou des conditions du *réseau* pour lesquelles l'*automatisme de réseau* a été conçu (conditions de déclenchement).
6. Actions que doit exécuter l'*automatisme de réseau*.
7. Désignation de l'*automatisme de réseau* comme étant à impact limité [6].
8. Tout complément d'explication qui contribue à une compréhension de haut niveau de l'*automatisme de réseau*.

6. Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des déclenchements en cascade, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*.

Justification technique

4.1.1 *Coordonnateur de la fiabilité*

Le *coordonnateur de la fiabilité* (*RC*) est l'entité fonctionnelle la mieux placée pour procéder à l'examen de l'*automatisme de réseau* : parmi toutes les entités fonctionnelles, c'est le *RC* qui a la vue d'ensemble la plus étendue en matière de fiabilité ; en outre, il est au courant des enjeux de fiabilité qui touchent les *zones de fiabilité* voisines. Sa vue d'ensemble sur la *zone étendue* facilite l'évaluation des interactions entre différents *automatismes de réseau*, ainsi que des interactions entre les *automatismes de réseau* et d'autres systèmes de protection et de conduite. Par ailleurs, la désignation du *RC* pour ce rôle amenuise la possibilité d'un conflit d'intérêts découlant de relations d'affaires entre l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau*, le *coordonnateur de la planification*, le *planificateur de réseau de transport* ou d'autres entités concernées par la planification ou la mise en service d'un *automatisme de réseau*. Le *RC* est en outre moins susceptible d'être partie prenante à un *automatisme de réseau*, et peut donc maintenir son impartialité.

4.1.2 *Coordonnateur de la planification*

Le *coordonnateur de la planification* (*PC*) est l'entité fonctionnelle la mieux placée pour procéder à l'évaluation de l'*automatisme de réseau* : celle-ci consiste à vérifier le maintien de l'efficacité et de la coordination de l'*automatisme de réseau*, ainsi qu'à connaître les impacts sur le réseau d'un fonctionnement intempestif de l'*automatisme de réseau* ou de la défaillance d'un de ses éléments. Les points à évaluer sont notamment les suivants : 1) l'atténuation par l'*automatisme de réseau* de la ou des conditions ou incidents de *réseau* pour lesquels il a été conçu ; 2) l'évitement des interactions nuisibles entre l'*automatisme de réseau* et d'autres *automatismes de réseau* ou systèmes de protection et de conduite ; 3) les effets d'un fonctionnement intempestif ; et 4) les effets d'une défaillance d'un élément de l'*automatisme de réseau*. L'évaluation de ces points nécessite la modélisation et l'étude du réseau de transport interconnecté, à la manière des analyses de planification effectuées par les *PC*.

4.1.3 Entité propriétaire d'*automatisme de réseau*

L'expression « entité propriétaire d'*automatisme de réseau* » désigne tout *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* ou *distributeur* qui possède la totalité ou une partie d'un *automatisme de réseau*. Si tous les éléments d'un *automatisme de réseau* ont un seul et même propriétaire, celui-ci assume l'entière responsabilité de toutes les activités imposées par la norme à l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau*. Si les éléments d'un *automatisme de réseau* ont différents propriétaires, chacun de ceux-ci est considéré comme une entité propriétaire d'*automatisme de réseau* et est tenu de participer à diverses activités prescrites par les exigences de la norme.

La norme n'impose pas de méthodes de conformité particulières. Les entités propriétaires d'*automatisme de réseau* ont l'option de collaborer entre elles afin de se conformer aux différentes exigences pertinentes. De tels efforts de collaboration et de coordination peuvent rendre plus efficace l'atteinte des objectifs de fiabilité des exigences ; cependant, chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit pouvoir attester sa participation à l'effort de conformité. Par exemple, les différentes entités propriétaires d'un *automatisme de réseau* pourraient collaborer afin de préparer et de soumettre ensemble l'information spécifiée à l'annexe 1 au *RC* chargé de l'examen de l'*automatisme de réseau*, conformément à l'exigence E1.

Impact limité

Les *automatismes de réseau* sont des assemblages uniques et personnalisés d'équipements de protection et de conduite dont la complexité et l'impact sur la fiabilité du *BES* sont variables. Ces

différences dans la conception, le mode d'action et le risque pour le *BES* de l'*automatisme de réseau* sont inventoriées et évaluées dans le cadre des exigences E1 à E4 de la norme PRC-012-2.

Le *RC* chargé de l'examen a le pouvoir de désigner un *automatisme de réseau* comme étant à impact limité si celui-ci ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*. Il revient au *RC* chargé de l'examen de décider si un *automatisme de réseau* mérite la désignation « à impact limité », à partir d'études et d'autres informations fournies conformément à l'annexe 1 par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*.

La norme reconnaît la catégorie LAPS (automatisme de protection de zone locale) du WECC (Western Electricity Coordinating Council) et la catégorie Type III du NPCC (Northeast Power Coordinating Council) comme étant initialement appropriées pour la désignation « à impact limité ». L'information ci-après, qui décrit les catégories d'*automatismes de réseau* susmentionnées du WECC et du NPCC, est tirée de leurs documentations régionales respectives[7]. L'équipe de rédaction souligne que l'information présentée reflète l'état des processus régionaux du WECC et du NPCC au moment de l'élaboration de la norme PRC-012-2, et qu'elle peut avoir changé avant la date d'entrée en vigueur de cette norme.

WECC : catégorie LAPS (automatismes de protection de zone locale)

Automatisme de réseau dont le non-fonctionnement n'entraînerait AUCUN des effets suivants :

- une non-conformité à la pratique régionale TPL-001-WECC-RBP, *System Performance Regional Business Practice* ;
- une perte de charge maximale d'au moins 300 MW ;
- une perte de production maximale d'au moins 1 000 MW.

NPCC : catégorie Type III

Automatisme de réseau dont le fonctionnement incorrect ou le non-fonctionnement n'entraînerait aucun **impact négatif important** à l'extérieur de la **zone locale**.

Les termes suivants sont également définis par le NPCC pour évaluer les impacts de l'*automatisme de réseau* aux fins de son classement :

Impact négatif important – En ce qui concerne la capacité de fonctionnement maximale des réseaux touchés, seront considérés comme ayant un impact négatif important une ou plusieurs des conditions ci-dessous découlant de défauts ou de perturbations :

a. instabilité du réseau ;

b. réponse dynamique inadmissible du réseau ou déclenchements d'équipements ;

c. niveaux de tension contrevenant aux limites d'urgence applicables ;

d. charges sur les installations de transport contrevenant aux limites d'urgence applicables ;

e. perte de charge inadmissible.

Zone locale – Partie de réseau confinée électriquement ou de configuration radiale. L'étendue géographique de la zone et le nombre d'éléments de réseau qu'elle renferme varient selon les

7. WECC, *Procedure to Submit a RAS for Assessment – Information Required to Assess the Reliability of a RAS Guideline*, révision du 28 octobre 2013 | *NPCC Regional Reliability Reference Directory #7, Special Protection Systems*, version 2, 31 mars 2015.

caractéristiques du réseau. Une zone locale peut avoir une étendue relativement grande et comporter un nombre peu élevé de jeux de barres dans le cas d'un réseau à faible densité, ou une étendue assez restreinte et comporter un nombre relativement élevé de jeux de barres dans le cas d'un réseau à forte densité.

Si un *automatisme de réseau* est mis en service avant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2 et qu'il a été classé « LAPS » par le WECC ou « Type III » par le NPCC après avoir été soumis au processus d'examen régional pertinent, il est considéré comme un *automatisme de réseau* à impact limité aux fins de la norme PRC-012-2 à la date d'entrée en vigueur de celle-ci, et il est soumis à toutes ses exigences pertinentes.

Pour pouvoir demander au *RC* chargé de l'examen de désigner un *automatisme de réseau* existant (mis en œuvre avant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2) comme étant à impact limité, l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit préparer et soumettre l'information prescrite à l'annexe 1, notamment la justification technique (les évaluations) que le *réseau* répond aux exigences de performance (alinéas 4.1.4 et 4.1.5 de l'exigence E4) en cas de défectuosité ou de défaillance, respectivement, d'un élément de l'*automatisme de réseau*.

Rien n'empêche une entité propriétaire d'*automatisme de réseau* de travailler avec le *RC* chargé de l'examen pendant la période de mise en œuvre de la norme PRC-012-2, en attendant son entrée en vigueur. Cependant, même si le *RC* chargé de l'examen conclut que l'*automatisme de réseau* peut être désigné comme étant à impact limité, cette désignation n'est pas pertinente tant que la norme n'entre pas en vigueur. D'ici là, les processus régionaux existants continuent de s'appliquer, ainsi que les désignations existantes des *automatismes de réseau*, ou l'absence de celles-ci.

Exemple d'automatisme qui pourrait être considéré comme un *automatisme de réseau* à impact limité : un système de délestage de charge ou de rejet de production servant à atténuer la surcharge d'une ligne de transport du *BES*. Le fonctionnement intempestif d'un tel système entraînerait la perte d'une certaine quantité de production ou de charge. L'évaluation par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* devra démontrer que la perte de cette quantité de production ou de charge, sans que se produise réellement la contingence liée au fonctionnement de l'*automatisme de réseau*, est acceptable et n'est pas préjudiciable à la fiabilité du *BES*, par exemple quant à la stabilité en fréquence et en tension. Par ailleurs, le non-fonctionnement de cet automatisme dans les conditions prévues pourrait entraîner la surcharge d'une ligne de transport au-delà de sa capacité acceptable. L'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* devra démontrer que cette surcharge, bien que supérieure aux *caractéristiques assignées d'installation* de la ligne, n'est pas préjudiciable au *BES* à l'extérieur de la zone restreinte (prédéterminée par des études) touchée par la contingence.

Autres exemples d'*automatismes de réseau* à impact limité :

- Un automatisme qui sert à protéger des équipements du *BES* contre les dommages causés par une surtension, en commandant un rejet de production ou le déclenchement d'un équipement.
- Un automatisme de délestage en sous-tension à commande centralisée qui sert à protéger une zone restreinte (prédéterminée par des études) du *BES* contre l'effondrement de la tension.
- Un automatisme qui déclenche un groupe de production à la suite de certaines *contingences* dans le *BES* afin d'empêcher la désynchronisation de ce groupe par rapport au *réseau* ; étant entendu que si l'*automatisme de réseau* n'intervient pas et que le groupe décroche, les oscillations d'impédance apparente produites n'entraîneront pas le déclenchement d'*éléments* du *réseau* de *transport* à part le groupe de production et les installations qui y sont raccordées directement.

Exigence E1

Chaque *automatisme de réseau* est unique et ses actions peuvent avoir des effets importants sur la fiabilité et l'intégrité du *système de production-transport d'électricité* (*BES*). C'est pourquoi, avant de mettre en service un nouvel *automatisme de réseau* ou un *automatisme de réseau* existant dont le fonctionnement a été modifié, ou encore de retirer du service un *automatisme de réseau*, il est indispensable de procéder à un examen approprié.

L'expression « dont le fonctionnement a été modifié » s'applique aux cas suivants :

- changements dans les conditions ou les *contingences* du *réseau* surveillées par l'*automatisme de réseau* ;
- changements dans les actions que l'*automatisme de réseau* est conçu pour exécuter ;
- changements dans les composants physiques de l'*automatisme de réseau*, au-delà du remplacement à l'identique sans changement dans le fonctionnement initial de composants existants ;
- changements à la logique de l'*automatisme de réseau*, au-delà de la correction d'erreurs existantes ;
- changements dans les niveaux de redondance (ajout ou retrait).

Pour illustrer les limites du remplacement à l'identique d'un élément d'un *automatisme de réseau*, prenons le cas du remplacement d'un relais (ou autre composant) par un autre relais (ou autre composant) ayant des fonctions semblables. Par exemple, si un *automatisme de réseau* comporte un relais CO-11 qui est remplacé par un relais IAC-53, il s'agit d'un remplacement à l'identique. Si le relais CO-11 est remplacé par un relais SEL-451 à microprocesseur ayant strictement les mêmes fonctions que le relais CO-11 d'origine, il s'agit aussi d'un remplacement à l'identique. Par contre, si le relais SEL-451 vise à ajouter une nouvelle logique par rapport à celle du relais CO-11, il s'agit dans ce cas d'une modification du fonctionnement.

Les changements aux seuils de sensibilité d'un automatisme qui ne requièrent aucun autre changement ne sont pas considérés comme une modification du fonctionnement. Par exemple, les conditions du *réseau* nécessitent qu'un *automatisme de réseau* soit armé lorsque le transit combiné sur deux lignes dépasse 500 MW ; si une évaluation périodique selon l'exigence E4 (ou toute autre évaluation) indique que le seuil d'armement devrait être réduit à 450 MW sans aucun autre changement dans l'*automatisme de réseau*, il ne s'agit pas d'une modification du fonctionnement. De même, si un *automatisme de réseau* commande un délestage afin de réduire la charge sur une ligne au-dessous de 1 000 A, le fait de changer le seuil de délestage de 1 000 A à 1 100 A ne constitue pas une modification du fonctionnement.

Un autre exemple présente un cas où un changement dans le *réseau* nécessiterait de modifier le fonctionnement d'un *automatisme de réseau*. Considérons un centre de production raccordé à un centre de consommation par deux lignes de transport. Ces lignes n'ont pas chacune une capacité suffisante pour faire transiter la production totale de la centrale si une des lignes est hors service. L'*automatisme de réseau* surveille donc l'état des deux lignes et interrompt la production ou la ramène à un niveau sécuritaire en cas de perte de l'une ou l'autre des lignes. Plus tard, une dérivation est raccordée à une des lignes pour alimenter une charge supplémentaire. Le *réseau* sur lequel agit l'*automatisme de réseau* comprend désormais trois lignes, et la perte d'une quelconque d'entre elles peut nécessiter une réduction de production. Il faut modifier l'*automatisme de réseau* pour surveiller les trois lignes (ajout de deux entrées d'état de ligne à l'*automatisme de réseau*) et mettre à jour la logique

qui sert à détecter l'indisponibilité de l'une ou l'autre des lignes ; par ailleurs, la réduction de production (signal de sortie de l'*automatisme de réseau*) peut ou non être modifiée, selon la ligne qui est hors service. Ces changements à l'*automatisme de réseau* constituent une modification de fonctionnement.

Toute modification du fonctionnement d'un *automatisme de réseau* doit être examinée et approuvée selon le processus décrit aux exigences E1, E2 et E3. Le besoin de telles modifications peut être déterminé de différentes façons, notamment, sans restriction aucune, les évaluations de planification prescrites à l'exigence E4, un fonctionnement incorrect constaté selon l'exigence E5, un échec aux essais prescrits à l'exigence E8, ou encore des évaluations de planification liées à des ajouts ou à des modifications futures d'autres installations.

L'alinéa 4 a) de la section Mise en œuvre ci-après concernant l'annexe 1, à la présente section Compléments, donne des exemples d'éléments d'un *automatisme de réseau* dont on peut envisager la défaillance. Le *RC* est libre de déterminer quels éléments doivent être considérés comme des éléments de l'*automatisme de réseau* pendant son examen.

Afin de faciliter un examen qui renforce la fiabilité, la ou les entités propriétaires d'*automatisme de réseau* doivent fournir au *RC* chargé de l'examen suffisamment de détails sur la conception, la fonction et le fonctionnement de l'*automatisme de réseau*. Ces informations et la documentation à l'appui sont précisées à l'annexe 1 de la norme ; l'exigence E1 oblige la ou les entités propriétaires d'*automatisme de réseau* à les fournir au *RC* chargé de l'examen. Le *RC* qui coordonne la zone dans laquelle est situé l'*automatisme de réseau* est chargé de l'examen. Si l'*automatisme de réseau* recoupe plusieurs *zones de fiabilité*, chaque *RC* concerné est chargé soit d'effectuer son propre examen, soit de participer à un examen coordonné.

L'exigence E1 ne spécifie pas combien de temps avant la mise en service la ou les entités propriétaires de l'*automatisme de réseau* doivent fournir au *RC* chargé de l'examen l'information prescrite à l'annexe 1. Cette information devra être transmise suffisamment tôt, compte tenu du délai accordé au *RC* selon l'exigence E2 pour procéder à l'examen, ainsi que du temps nécessaire pour corriger tout problème de fiabilité qui pourrait être décelé, avant l'approbation finale du *RC* chargé de l'examen. La transmission diligente de cette information est dans l'intérêt de chaque entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* afin que la mise en service puisse être faite dans les meilleurs délais.

Exigence E2

L'exigence E2 demande au *RC* de procéder à l'examen de tout nouvel *automatisme de réseau* proposé et de tout *automatisme de réseau* existant dont une modification du fonctionnement ou le retrait est proposé dans sa *zone de fiabilité*.

Les *automatismes de réseau* sont des assemblages uniques et personnalisés d'équipements de protection et de conduite. Ils présentent donc le potentiel d'entraîner des risques pour la fiabilité du *BES* à moins d'être planifiés, conçus et installés avec soin. Un *automatisme de réseau* peut avoir pour but de corriger un problème de fiabilité ou de produire un avantage économique ou opérationnel, mais il peut entraîner par ailleurs des risques pour la fiabilité, dont la ou les entités qui en sont propriétaires peuvent ne pas avoir conscience. Un examen indépendant par une équipe multidisciplinaire de spécialistes en planification, en exploitation, en protection, en télécommunications et en équipement est un moyen efficace de déceler les risques et de recommander des correctifs à l'*automatisme de réseau* si nécessaire.

Le *RC* est l'entité fonctionnelle la mieux placée pour procéder à l'examen de l'*automatisme de réseau* : parmi toutes les entités fonctionnelles, c'est le *RC* qui a la vue d'ensemble la plus étendue en matière de fiabilité ; en outre, il est au courant des enjeux de fiabilité qui touchent les *zones de fiabilité* voisines. Sa

vue d'ensemble sur la *zone étendue* facilite l'évaluation des interactions entre différents *automatismes de réseau* ainsi que des interactions entre les *automatismes de réseau* et d'autres systèmes de protection et de conduite.

Par ailleurs, la désignation du *RC* pour ce rôle amenuise la possibilité d'un conflit d'intérêts découlant de relations d'affaires entre l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau*, le *PC*, le *planificateur de réseau de transport* (*TP*) ou d'autres entités concernées par la planification ou la mise en service de l'*automatisme de réseau*. Le *RC* peut demander à d'autres entités comme le ou les *PC* ou les groupes techniques régionaux (par exemple les *entités régionales*) de l'aider pour l'examen de l'*automatisme de réseau* ; cependant, le *RC* demeure responsable de la conformité avec l'exigence. Il est entendu que le *RC* ne détient pas plus d'informations ou de compétences que ne l'indique son inscription à titre d'entité fonctionnelle selon les critères de la NERC. Le modèle fonctionnel de la NERC est un guide concernant l'élaboration des normes et leur applicabilité, et ne comporte pas d'exigences de conformité. Si une norme de fiabilité invoque des fonctions qui ne sont pas décrites dans le modèle, les exigences de la norme ont préséance sur le modèle fonctionnel. Pour de plus amples détails, consulter la section Introduction du modèle de fiabilité de la NERC, version 5, novembre 2009. L'annexe 2 de la présente norme propose une liste de contrôle pour aider le *RC* à déterminer les paramètres de conception et de mise en œuvre d'un *automatisme de réseau*, et pour faciliter une démarche d'examen uniforme des différents *automatismes de réseau* soumis pour examen. Le délai de quatre mois civils concorde avec la pratique courante dans l'industrie ; cependant, l'exigence prévoit une certaine latitude puisqu'elle permet aux parties de négocier un calendrier différent pour l'examen. Il est à noter qu'un *RC* peut devoir inclure cette tâche dans son ou ses plans de fiabilité pour la ou les régions de la NERC où il est situé.

Exigence E3

L'exigence E3 stipule que chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit corriger tous les problèmes de fiabilité liés à son *automatisme de réseau* signalés par le ou les *RC* chargés de l'examen. Les problèmes de fiabilité possibles concernent notamment la sûreté de fonctionnement, la sécurité ou la coordination. On considère que l'*automatisme de réseau* est approuvé lorsque les résultats d'examen transmis par le *RC* à chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* indiquent soit que l'examen n'a décelé aucun problème de fiabilité, soit que tous les problèmes de fiabilité décelés ont été corrigés à la satisfaction du *RC*.

La sûreté de fonctionnement est l'une des composantes de la notion de fiabilité ; elle exprime le degré de certitude qu'un appareil interviendra dans les circonstances prévues. Si un *automatisme de réseau* est mis en place pour assurer la conformité aux exigences de performance des normes de fiabilité de la NERC, tout non-fonctionnement de cet *automatisme de réseau* lorsque la ou les *contingences* ou conditions de *réseau* spécifiées se produisent entraînerait un risque de non-conformité aux normes de fiabilité. Afin d'atténuer ce risque, on conçoit l'*automatisme de réseau* de façon qu'il puisse remplir sa fonction même en cas de défaillance d'un de ses éléments ; à cette fin, on opte souvent pour la redondance. D'autres stratégies visant à assurer la sûreté de fonctionnement comprennent le surdimensionnement de la coupure de charge ou de production, ou l'installation d'automatismes de relève.

La sécurité est une autre composante de la notion de fiabilité ; elle indique la confiance que l'appareil n'interviendra pas de façon intempestive. Le fonctionnement intempestif d'un *automatisme de réseau* déclenche une action programmée sans que les conditions d'armement soient remplies, ou en dehors de la ou des *contingences* ou conditions de *réseau* spécifiées. Typiquement, un *automatisme de réseau* commande un délestage de charge, un rejet de production ou une reconfiguration du *réseau* ; de telles actions, si elles surviennent de façon injustifiée, sont néfastes et peuvent compromettre la sécurité du

réseau. Le pire scénario de fonctionnement intempestif est celui où toutes les actions programmées de l'*automatisme de réseau* sont déclenchées. Si la performance du *réseau* est encore conforme à l'alinéa 4.3 de l'exigence E4 de la norme PRC-012-2, aucune mesure d'atténuation supplémentaire n'est requise. Des moyens de renforcement de la sécurité intrinsèque d'un *automatisme de réseau* comme des logiques de décision sont des mesures d'atténuation acceptables contre les fonctionnements intempestifs.

Tout problème de fiabilité décelé pendant l'examen doit être corrigé avant la mise en service de l'*automatisme de réseau*, afin d'éviter que le *réseau* ne soit exposé à un risque indu. L'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* ou le ou les *RC* chargés de l'examen peuvent envisager différents moyens pour corriger le problème. Quoi qu'il en soit, le critère primordial est celui de la fiabilité, et la décision finale revient au *RC*.

Il n'est pas nécessaire de spécifier un délai particulier pour la réponse de l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* à l'examen par le *RC*, puisqu'une réponse diligente est dans l'intérêt de chaque entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*, en principe désireuse de procéder à la mise en service dans les meilleurs délais

Il n'est pas non plus nécessaire de spécifier un délai particulier pour la réponse du *RC* à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* à la suite de l'examen, car le *RC* est au courant 1) de tout problème de fiabilité qui perdure tant que l'*automatisme de réseau* n'aura pas été mis en service, et 2) du calendrier prévu par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* pour mettre celui-ci en service afin de résoudre ces problèmes de fiabilité. Comme le *RC* est l'arbitre ultime de la fiabilité du *BES*, la résolution des problèmes de fiabilité est une priorité pour le *RC* et incite celui-ci à répondre sans délai à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*.

Exigence E4

L'exigence E4 stipule que chaque *automatisme de réseau* doit être évalué au moins une fois toutes les cinq années civiles. Cette évaluation périodique vise à confirmer le maintien de l'efficacité et de la coordination de l'*automatisme de réseau*, ainsi qu'à vérifier que les exigences de performance du *BES* en cas de fonctionnement intempestif de l'*automatisme de réseau* ou de défaillance d'un de ses éléments sont toujours remplies. Une évaluation périodique est exigée parce que des changements dans la topologie ou les conditions d'exploitation du *réseau* peuvent remettre en question l'efficacité de l'*automatisme de réseau* ou la manière dont celui-ci interagit avec le *BES* et influe sur son fonctionnement.

Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*. C'est pourquoi les *automatismes de réseau* à impact limité sont dispensés des essais de défectuosité et de défaillance d'un de leurs éléments (alinéas 4.1.4 et 4.1.5, respectivement). Pour ce type d'*automatisme de réseau*, de tels essais obligeraient à complexifier la conception, sans guère de bienfait pour la fiabilité du *BES*.

Un *automatisme de réseau* mis en service après la date d'entrée en vigueur de la présente norme ne peut être considéré comme étant à impact limité que sur décision du *RC* chargé de l'examen. Si un *automatisme de réseau* est mis en service avant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2 et qu'il a été classé « LAPS » par le WECC ou « Type III » par le NPCC après avoir été soumis au processus d'examen régional pertinent, il est considéré comme un *automatisme de réseau* à impact limité aux fins

de la norme PRC-012-2 à la date d'entrée en vigueur de celle-ci, et il est soumis à toutes ses exigences pertinentes.

L'exigence E4 précise aussi que les essais de défaillance d'un élément et les essais de fonctionnement intempestif ne s'appliquent pas aux *automatismes de réseau* à impact limité. Pour ce type d'*automatisme de réseau*, de tels essais obligeraient à complexifier la conception, sans guère de bienfait pour la fiabilité du *BES*.

Pour les *automatismes de réseau* existants, le délai de cinq années civiles de l'exigence E4 s'applique initialement à compter de la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2. Dans le cas d'un *automatisme de réseau* nouveau ou dont le fonctionnement est modifié, le délai de cinq années civiles s'applique initialement à compter de la date d'approbation de l'*automatisme de réseau* par le *RC* chargé de l'examen. Le délai de cinq années civiles a été choisi comme intervalle maximal entre les évaluations à partir des valeurs adoptées pour des exigences semblables dans les normes de fiabilité PRC-006, PRC-010 et PRC-014. On peut procéder plus tôt à l'évaluation de l'*automatisme de réseau* si l'on considère que des changements importants à la topologie de *réseau* ou à ses conditions d'exploitation peuvent remettre en question l'efficacité ou la coordination de l'*automatisme de réseau*. Des changements dans le *réseau* peuvent aussi amener à reconsidérer les effets d'un *automatisme de réseau* à impact limité sur la fiabilité du *BES* ; l'alinéa 4.1.3 de l'exigence E4 demande explicitement de réévaluer périodiquement si la désignation « à impact limité » d'un *automatisme de réseau* est toujours justifiée. L'évaluation périodique d'un *automatisme de réseau* produit habituellement un des trois résultats suivants : 1) la confirmation que l'*automatisme de réseau* existant est adéquat ; 2) la description des correctifs à apporter à l'*automatisme de réseau* ; ou 3) la justification du retrait de l'*automatisme de réseau*.

Les conditions visées par l'évaluation (alinéas 4.1.1 à 4.1.5 de l'exigence E4) nécessitent des analyses de planification qui peuvent amener à modéliser le réseau de transport interconnecté afin d'évaluer la performance du *BES*. Le *PC* est l'entité fonctionnelle la mieux placée pour réaliser ces analyses puisqu'il a une bonne vue d'ensemble de la planification dans une zone étendue. Dans l'intérêt de la fiabilité, le *PC* est tenu de transmettre les résultats de son évaluation à chaque *TP* et *PC* concerné, ainsi qu'à chaque *RC* chargé de l'examen et entité propriétaire d'*automatisme de réseau*. Si l'*automatisme de réseau* recoupe les territoires de plusieurs *PC*, chaque *PC* concerné est tenu soit d'effectuer sa propre évaluation, soit de participer à une évaluation coordonnée.

L'alinéa 4.1.4 de l'exigence E4 vise à vérifier qu'un fonctionnement intempestif éventuel de l'*automatisme de réseau* (sauf s'il est à impact limité) causé par une défectuosité d'un de ses éléments respecte les mêmes exigences de performance du *réseau* que pour les *contingences* ou conditions du *réseau* pour lesquelles il est conçu. Si l'*automatisme de réseau* est conçu pour répondre à un des événements de planification (P0 à P7) de la norme TPL-001-4, le fonctionnement intempestif éventuel de l'*automatisme de réseau* doit respecter les exigences de performance spécifiées dans cette norme pour l'événement de planification en question. L'exigence précise que le seul cas de fonctionnement intempestif visé est celui causé par la défectuosité d'un seul des éléments de l'*automatisme de réseau*. On pourra intégrer à l'*automatisme de réseau* des fonctions de sécurité qui empêchent que la défectuosité d'un élément entraîne un fonctionnement intempestif ; sinon, le fonctionnement intempestif de l'*automatisme de réseau* doit satisfaire à l'alinéa 4.1.4.

L'alinéa 4.1.4 de l'exigence E4 vise aussi à vérifier qu'un fonctionnement intempestif éventuel d'un *automatisme de réseau* (sauf s'il est à impact limité) installé en prévision d'un événement extrême spécifié dans la norme TPL-001-4 ou de certaines autres *contingences* ou conditions du *réseau* non définies dans la norme TPL-001-4 (donc sans exigences de performance) respecte les exigences minimales de performance du *réseau* de la catégorie P7 du tableau 1 de la norme TPL-001-4, où elles

sont appelées « critères de comportement ». Toutefois, au lieu de renvoyer à la norme TPL, l'exigence énonce directement les exigences de performance du *réseau* qu'un fonctionnement intempestif éventuel doit respecter. Les exigences de performance énoncées (alinéas 4.1.4.1 à 4.1.4.5 de l'exigence E4) sont celles qui sont communes à tous les événements de planification (P0 à P7) traités dans la norme TPL-001-4.

En ce qui a trait à l'alinéa 4.1.4 de l'exigence E4, soulignons que les seules différences d'exigences de performance entre les événements (P0 à P7) de la norme TPL (exigences non communes à tous ces événements) concernent la *perte de charge non subordonnée à une protection* et l'interruption de *service de transport ferme*. Il n'est pas nécessaire de spécifier à l'alinéa 4.1.4 les exigences de performance relatives à ces cas puisqu'un *automatisme de réseau* est autorisé à délester une charge non subordonnée à une protection ou à interrompre un *service de transport ferme* uniquement si cette action est permise pour la *contingence* visée par l'*automatisme de réseau*. Par conséquent, le fonctionnement intempestif doit nécessairement respecter les exigences de performance applicables à une *perte de charge non subordonnée à une protection* ou à l'interruption du *service de transport ferme* pour la ou les *contingences* visées par l'*automatisme de réseau*.

L'alinéa 4.1.5 de l'exigence E4 a pour objet de vérifier qu'une défaillance d'un élément de l'*automatisme de réseau* (sauf dans le cas d'un *automatisme de réseau* à impact limité), dans une situation où il est prévu que l'*automatisme de réseau* fonctionne, n'empêche pas le *BES* de respecter les mêmes exigences de performance (définies dans la norme de fiabilité TPL-001-4, où elles sont appelées « critères de comportement », ou toute norme qui la remplace) que celles prescrites pour les événements et les conditions en vue desquels l'*automatisme de réseau* est conçu. Cette vérification est nécessaire pour confirmer que des changements dans les conditions du *réseau* n'ont pas eu pour conséquence que l'exigence relative à la défaillance d'un élément de l'*automatisme de réseau* n'est plus respectée.

Voici un exemple de défaillance d'un élément qui entraîne le non-respect des exigences de performance du *réseau* pour l'événement P1 visé par un *automatisme de réseau*. Considérons le cas où un défaut triphasé (événement P1) entraînerait l'instabilité d'une centrale électrique (non-respect des exigences de performance ou critères de comportement du *réseau* de la norme TPL-001-4). En vue d'une telle éventualité, un *automatisme de réseau* est mis en place afin de débrancher un seul des groupes de production et de préserver ainsi la stabilité des autres groupes de la centrale. Si la défaillance d'un élément (par exemple un relais) de cet *automatisme de réseau* a pour effet que celui-ci ne fonctionne pas lors de l'événement P1, la centrale électrique deviendrait alors instable (ce qui contreviendrait aux exigences de performance ou critères de comportement du *réseau* de la norme TPL-001-4 pour un événement P1).

L'alinéa 4.1.5 de l'exigence E4 ne spécifie pas que tous les *automatismes de réseau* doivent avoir des éléments redondants. Par exemple :

- Prenons le cas d'un *automatisme de réseau* qui sert à atténuer un événement extrême selon la norme TPL-001-4. Il n'existe pas d'exigences de performance du *réseau* pour les événements extrêmes ; par conséquent, l'*automatisme de réseau* n'a pas besoin de redondance pour respecter les mêmes exigences de performance que celles prescrites pour les événements et les conditions en vue desquels il a été conçu.
- Prenons le cas d'un *automatisme de réseau* qui arme une plus grande quantité de charge ou de production que nécessaire, de sorte que même si l'*automatisme de réseau* se trouve incapable de couper une partie de la charge ou de la production prévue en raison de la défaillance d'un de ses éléments, la performance du *réseau* restera satisfaisante ; par ailleurs, la coupure de la

quantité totale de charge ou de production ne doit pas entraîner d'autres effets nuisibles pour la fiabilité.

L'évaluation périodique ne comprend pas un nouvel examen de la mise en œuvre physique de l'*automatisme de réseau*, puisque ce point a déjà été confirmé par le *RC* lors de l'examen initial et validé par des essais fonctionnels subséquents. Cependant, il est possible qu'un *automatisme de réseau* qui respectait antérieurement les exigences relatives au fonctionnement intempestif et à la défaillance d'un élément par des moyens autres que la redondance ne respecte plus ces exigences par la suite, et qu'il faille alors procéder à une réévaluation en fonction du *réseau* courant. Par exemple, si les actions d'un *automatisme de réseau* comprennent un délestage de charge, la croissance de la charge sur une certaine période pourrait modifier la quantité de charge délestée ; ainsi, en cas de fonctionnement intempestif, la charge délestée pourrait s'avérer excessive, ce qui entraînerait des violations de *caractéristiques assignées d'installation*. Ou encore, l'*automatisme de réseau* pourrait être conçu pour délester plus de charge que nécessaire (« surdimensionnement ») afin de respecter les exigences de défaillance d'un élément. En effet, des des changements dans le *réseau* pourraient faire en sorte que le volume de délestage soit insuffisant, ce qui entraînerait une performance du *BES* inacceptable si une partie de la charge prévue n'était pas délestée.

Exigence E5

Le fonctionnement correct d'un *automatisme de réseau* est important pour le maintien de la fiabilité et de l'intégrité du *BES*. Tout fonctionnement incorrect indique que l'efficacité ou la coordination de l'*automatisme de réseau* peut avoir été compromise. Par conséquent, chaque fonctionnement d'un *automatisme de réseau* et chaque non-fonctionnement dans une situation où il aurait dû fonctionner doivent être analysés afin de déterminer si le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* concorde bien avec le fonctionnement et la conception voulus.

L'analyse de la performance opérationnelle d'un *automatisme de réseau* vise : 1) à vérifier si le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* concorde bien avec sa conception à la mise en service ; ou 2) à découvrir les lacunes de l'*automatisme de réseau* qui se sont manifestées dans son fonctionnement incorrect ou encore son non-fonctionnement dans une situation prévue.

Le délai de 120 jours civils complets pour l'analyse de performance opérationnelle d'un *automatisme de réseau* correspond au délai prescrit à l'exigence E1 de la norme PRC-004-4 pour l'enquête sur le *fonctionnement incorrect* d'un *système de protection* ; cependant, les parties sont libres de s'entendre sur un calendrier différent. Dans l'intérêt de la fiabilité, toute entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit transmettre les résultats d'analyse de performance opérationnelle à son ou ses *RC* chargés de l'examen si l'analyse révèle une lacune.

La ou les entités propriétaires de l'*automatisme de réseau* peuvent avoir besoin de collaborer avec le *TP* concerné pour réaliser une analyse approfondie de la performance opérationnelle de l'*automatisme de réseau*. En effet, l'analyse de performance opérationnelle nécessite de vérifier que l'*automatisme de réseau* a été déclenché adéquatement (alinéa 5.1.1), qu'il a fonctionné comme prévu (alinéa 5.1.2) et que la réaction du *BES* (alinéas 5.1.3 et 5.1.4) correspond bien à la conception de l'*automatisme de réseau*. Si un *automatisme de réseau* a plusieurs entités propriétaires, il serait souhaitable que celles-ci collaborent pour réaliser et soumettre une seule analyse de performance opérationnelle coordonnée.

Exigence E6

Toute lacune dans un *automatisme de réseau* représente un risque potentiel pour la fiabilité du *BES*. De telles lacunes peuvent être découvertes lors de l'évaluation périodique effectuée par le *PC* selon l'exigence E4, de l'analyse de performance opérationnelle réalisée par l'entité propriétaire de

l'*automatisme de réseau* selon l'exigence E5, ou de l'essai fonctionnel effectué par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* selon l'exigence E8. Afin d'atténuer les risques potentiels pour la fiabilité, l'exigence E6 stipule que chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit participer à élaborer un *plan d'actions correctives* (*CAP*) qui établit des mesures correctives et un calendrier pour leur mise en œuvre.

La ou les entités propriétaires d'un *automatisme de réseau* sont responsables de ses équipements ; elles sont donc les mieux placées pour établir les échéanciers et corriger les lacunes de l'*automatisme de réseau*. Si nécessaire, la ou les entités propriétaires de l'*automatisme de réseau* peuvent demander à d'autres entités, comme le *TP* ou le *PC*, de les aider dans l'élaboration du *CAP* ; cependant, la conformité à cette exigence incombe toujours aux entités propriétaires d'*automatisme de réseau*.

Un *CAP* peut nécessiter de modifier le fonctionnement de l'*automatisme de réseau*. Dans ce cas, les exigences E1, E2 et E3 s'appliquent : l'information de l'annexe 1 doit être transmise au *RC* chargé de l'examen, et le *RC* doit procéder à l'examen et transmettre son approbation avant que l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* puisse mettre en service sa version modifiée.

Selon la complexité du problème, l'élaboration d'un *plan d'actions correctives* (*CAP*) peut nécessiter une analyse, des études d'ingénierie ou des services-conseils. Un délai de six mois civils est prévu pour donner à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* le temps d'élaborer le *CAP* avec les collaborations nécessaires, tout en maintenant l'exigence d'un délai raisonnable pour corriger la lacune. Idéalement, si un *automatisme de réseau* a plusieurs entités propriétaires, celles-ci devraient collaborer afin d'élaborer et de présenter un *CAP* commun. La lacune découverte dans l'*automatisme de réseau* peut amener le *RC* ou l'*exploitant de réseau de transport* (*TOP*) à imposer des restrictions d'exploitation afin d'assurer la fiabilité du *réseau* jusqu'à ce que la lacune soit corrigée. La possibilité de telles restrictions d'exploitation incitera du reste les entités propriétaires d'*automatisme de réseau* à corriger la lacune aussi rapidement que possible.

Voici quelques exemples de situations dans lesquelles un *CAP* est nécessaire :

- La détermination, après une enquête sur le fonctionnement ou le non-fonctionnement d'un *automatisme de réseau*, que celui-ci ne répond pas aux attentes en matière d'efficacité ou n'a pas fonctionné conformément à ses critères de conception.
- Une évaluation de la planification périodique qui conclut au besoin de modifier un *automatisme de réseau* afin de corriger des problèmes de performance ou de coordination.
- Une panne d'équipement.
- Un essai fonctionnel au cours duquel l'*automatisme de réseau* n'a pas fonctionné conformément à ses critères de conception.

Exigence E7

L'exigence E7 demande à chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* de mettre en œuvre son *CAP* élaboré selon l'exigence E6 afin de corriger les lacunes décelées selon les exigences E4, E5 ou E8. Par définition, un *CAP* est « une liste des actions, avec leurs échéances, à mettre en œuvre pour remédier à un problème particulier ».

Un *CAP* peut être modifié au besoin si des changements s'avèrent nécessaires dans ses activités ou son calendrier. Si le *CAP* est modifié, l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit aviser le ou les *RC* chargés de l'examen. Une fois le *CAP* achevé, l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit aussi aviser le ou les *RC*.

La mise en œuvre d'un *CAP* bien conçu permet de corriger les lacunes de l'*automatisme de réseau* dans les meilleurs délais. Par ailleurs, la lacune découverte peut amener le *RC* ou le *TOP* à imposer des restrictions d'exploitation afin d'assurer la fiabilité du *réseau* jusqu'à ce que le *CAP* soit achevé. La possibilité de telles restrictions d'exploitation incitera du reste les entités propriétaires d'*automatisme de réseau* à achever le *CAP* aussi rapidement que possible.

Exigence E8

L'objectif de fiabilité de l'exigence E8 est de mettre à l'essai les éléments de l'*automatisme de réseau* qui ne font pas partie d'un *système de protection* (par exemple les automates programmables) et de vérifier la performance globale de l'*automatisme de réseau* au moyen d'essais fonctionnels. Les essais fonctionnels valident le bon fonctionnement de l'*automatisme de réseau* en confirmant que les états du *réseau* sont détectés et traités, et que les commandes agissent correctement et dans le délai prévu, selon les réglages et la logique de service. Les essais fonctionnels concernent la performance globale de l'*automatisme de réseau*, contrairement aux essais de la norme d'entretien PRC-005, qui visent les composants eux-mêmes.

Comme l'essai fonctionnel consiste à faire fonctionner l'*automatisme de réseau* dans des conditions contrôlées avec des états de *réseau* connus et des résultats prévus d'avance, les essais et l'analyse peuvent être effectués avec un impact minimal sur le *BES* et devraient correspondre aux résultats escomptés. L'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* est l'entité la mieux placée pour établir les procédures et le calendrier d'essai étant donné sa connaissance étendue de la conception de l'*automatisme de réseau*, de son installation et de son fonctionnement. Des essais périodiques donnent à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* l'assurance que les défaillances latentes peuvent être décelées ; ils favorisent aussi la découverte de changements survenus dans le *réseau* et qui pourraient avoir créé des défaillances latentes.

Les intervalles de six et douze années civiles entre les essais fonctionnels sont plus longs que pour les essais annuels ou bisannuels effectués dans certaines régions de la NERC. Ces intervalles sont en fait un compromis entre, d'une part, les ressources requises pour effectuer les essais et, d'autre part, les impacts potentiels sur la fiabilité du *BES* qui découleraient de défaillances latentes non décelées, susceptibles de causer un fonctionnement incorrect de l'*automatisme de réseau*. Un intervalle d'essai plus long pour les *automatismes de réseau* à impact limité est acceptable, puisque le fonctionnement incorrect ou le non-fonctionnement de ces *automatismes de réseau* présente un risque faible pour la fiabilité du réseau de transport d'électricité (*Bulk Power System* selon la définition dans le Code des États-Unis, 16 U.S. C. § 824o).

L'essai fonctionnel prescrit n'est pas synonyme d'essai intégral. Un essai intégral est un moyen valable, mais sans doute impraticable pour de nombreux *automatismes de réseau* ; dans de tels cas, l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* peut effectuer des essais fonctionnels par segment. Les segments peuvent être mis à l'essai individuellement, ce qui évite le besoin de calendriers d'entretien complexes. On peut également utiliser les fonctionnements de l'*automatisme de réseau* en conditions réelles pour répondre à l'exigence d'un essai fonctionnel. Si un *automatisme de réseau* ne fonctionne pas intégralement pendant un événement de *réseau* ou si les conditions du *réseau* ne permettent pas un essai intégral, on aura alors recours à des essais par segment. Un essai fonctionnel comprend la mise à l'essai de toutes les entrées de l'*automatisme de réseau* utilisées pour la détection, l'armement, le fonctionnement et la collecte de données. Cet essai, par défaut, actionne la logique de traitement et l'infrastructure de l'*automatisme de réseau*, mais met l'accent sur les entrées de l'*automatisme de réseau* et sur ses commandes de sortie qui agissent sur les conditions de *réseau* pour lesquels l'*automatisme de réseau* est conçu. Tous les segments et éléments de l'*automatisme de réseau* doivent

être mis à l'essai ou avoir fonctionné de façon documentée au cours de l'intervalle d'essai maximal applicable afin que la conformité à l'exigence puisse être démontrée.

Pour illustrer la notion d'essai par segment, prenons l'exemple d'un contrôleur d'*automatisme de réseau* dont la fonction est remplie par un automate programmable qui reçoit les données du *réseau*, comme la charge ou l'état des lignes, à partir de dispositifs dispersés : compteurs, relais de protection, autres automates programmables, etc. Dans cet exemple d'*automatisme de réseau*, un relais de protection de ligne fournit une mesure analogique à l'automate de l'*automatisme de réseau*. Un essai fonctionnel vérifierait que l'automate reçoit bien les données transmises par le relais de protection, y applique les traitements prévus et produit des sorties appropriées. Il n'y a pas lieu de vérifier la capacité du relais de protection de mesurer les grandeurs du *réseau* électrique, car il s'agit d'une exigence visant les *systèmes de protection* utilisés comme *automatismes de réseau*, dont le détail est énoncé au tableau 1-1 (Type de composant – Relais de protection) de la norme PRC-005. L'essai fonctionnel concerne plutôt l'utilisation des données du relais de protection par l'automate programmable, y compris le chemin de communication entre le relais et l'automate si ces données sont essentielles au bon fonctionnement de l'*automatisme de réseau*. En outre, si le signal de commande retourné au relais de protection est lui aussi essentiel au bon fonctionnement de l'*automatisme de réseau* de cet exemple, il faudra alors vérifier aussi le chemin de retour de ce signal jusqu'au relais. L'exemple présenté ici décrit l'essai d'un segment d'*automatisme de réseau* qui sert à vérifier l'action de l'*automatisme de réseau*, la logique de commande de l'automate programmable et les communications.

La norme IEEE C37.233, *IEEE Guide for Power System Protection Testing* (2009), à la section 8 (en particulier 8.3 à 8.5), donne un aperçu des essais fonctionnels. La section 8.3 commence ainsi :

> Une bonne mise en œuvre nécessite un programme d'essais bien défini et coordonné pour évaluer la performance globale du système pendant les intervalles de maintenance convenus. Le programme d'essais de maintenance, aussi appelé programme d'essais fonctionnels de système, devrait s'appliquer aux entrées et sorties, aux communications, à la logique et au temps de traitement. Les essais fonctionnels ne visent généralement pas les éléments, mais plutôt l'ensemble du système. Certains essais sur les entrées peuvent devoir précéder les essais de l'ensemble du système dans la mesure où ces entrées influent sur la performance globale. Le ou les coordonnateurs des essais doivent connaître à fond le but visé par l'automatisme, les points d'isolement, les scénarios de simulation ainsi que les procédures de retour au fonctionnement normal.
>
> Il s'agit de valider la performance globale du système, y compris sa logique le cas échéant, de valider les temps de traitement totaux par comparaison avec la modélisation du système pour différents types de contingence, et de vérifier la performance du système ainsi que ses entrées et sorties.

Si un *automatisme de réseau* réussit un essai fonctionnel, il n'est pas nécessaire d'en informer le *RC*, puisqu'il s'agit du résultat normal attendu et qu'il n'y a aucune suite à donner. Si un segment de l'*automatisme de réseau* échoue, il faut signaler (en *temps réel*) l'état dégradé de cet *automatisme de réseau* au *TOP* selon l'exigence E6 de la norme PRC-001, puis au *RC* selon l'exigence E8 de la norme TOP-001-3. (Voir la Phase 2 du projet 2007-06 pour consulter le document de correspondances entre la norme PRC-001 et les autres normes quant à la notification du *RC* par le *TOP* si une lacune est constatée pendant les essais.) Par conséquent, il n'est pas nécessaire d'inclure une exigence semblable dans la présente norme.

L'intervalle d'essai initial commence à la date d'entrée en vigueur de la norme, selon son plan de mise en œuvre. Par la suite, l'intervalle maximal admissible entre les essais fonctionnels est de six années

civiles pour les *automatismes de réseau* qui n'ont pas la désignation « à impact limité », et de douze années civiles pour ceux qui ont cette désignation. L'intervalle commence à la date de l'essai réussi le plus récent pour un segment ou pour l'intégralité de l'*automatisme de réseau*. La réussite d'un essai de segment remet à zéro l'intervalle d'essai pour ce segment seulement. L'entité propriétaire d'un *automatisme de réseau* peut choisir de compter un fonctionnement correct de l'*automatisme de réseau* comme un essai fonctionnel admissible, mais seulement pour les segments qui ont fonctionné. Si un événement *réseau* entraîne un fonctionnement correct mais partiel de l'*automatisme de réseau*, les segments qui n'ont pas fonctionné doivent être soumis à des essais fonctionnels séparés avant la fin de l'intervalle d'essai maximal qui a commencé à la date du précédent essai réussi pour ces segments (qui n'ont pas fonctionné) afin qu'il y ait conformité à l'exigence E8.

Exigence E9

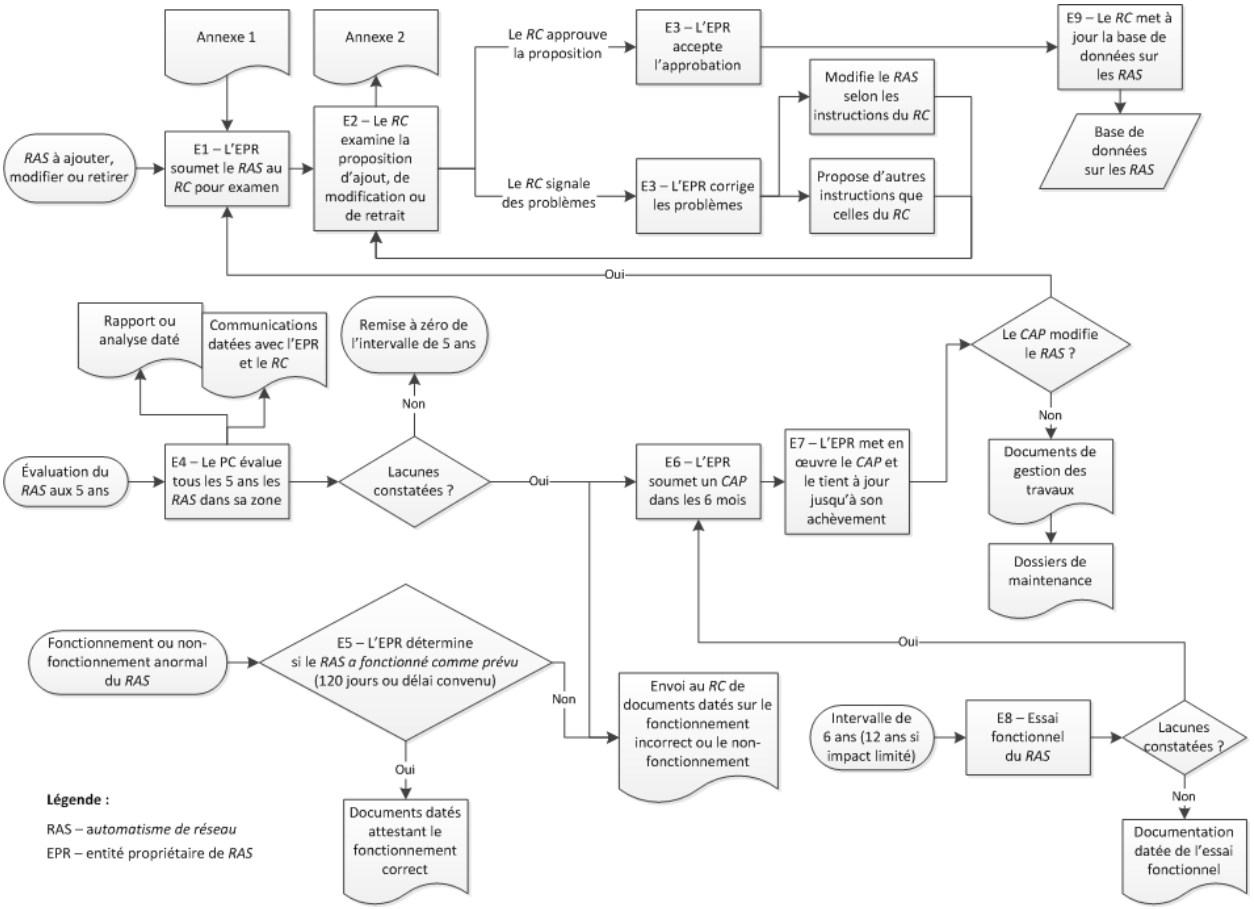
La base de données sur les *automatismes de réseau* que le *RC* doit mettre à jour conformément à l'exigence E9 assure la disponibilité de l'information sur les *automatismes de réseau* existants. L'annexe 3 spécifie l'information minimale qui doit y être versée pour chaque *automatisme de réseau* inscrit dans la base de données. Le *RC* peut demander des informations plus détaillées.

Cette base de données permet au *RC* de fournir à d'autres entités de l'information de haut niveau sur des *automatismes de réseau* existants qui pourraient éventuellement influer sur les activités d'exploitation ou de planification de ces entités. L'information fournie est suffisante pour permettre à une entité ayant un besoin de fiabilité d'évaluer si l'*automatisme de réseau* est susceptible d'avoir un impact sur son *réseau*. Par exemple, un *automatisme de réseau* qui effectue un rejet de production afin d'atténuer une surcharge sur une ligne de transport peut entraîner un changement de transit de puissance dans la zone d'une entité adjacente. Cette entité devrait pouvoir évaluer tout risque potentiel de cet *automatisme de réseau* pour son *réseau* à partir de l'information de haut niveau disponible dans la base de données sur les *automatismes de réseau*.

La base de données sur les *automatismes de réseau* n'a pas à indiquer en détail les réglages d'équipement ou l'information de modélisation, mais doit contenir la description des problèmes de performance du *réseau*, les conditions du *réseau* et les actions correctives prévues. Si une entité souhaite obtenir des détails supplémentaires sur le fonctionnement d'un *automatisme de réseau*, elle peut obtenir du *RC* les coordonnées de l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*.

Schéma de cheminement

Le schéma ci-dessous décrit le cheminement des processus liés aux exigences de la norme PRC-012-2.



Justifications techniques de l'annexe 1 – Documentation à fournir pour l'examen d'un *automatisme de réseau*

Afin de permettre un examen adéquat des conséquences d'un *automatisme de réseau* pour la fiabilité, il est nécessaire pour la ou les entités propriétaires de l'*automatisme de réseau* de présenter au *coordonnateur de la fiabilité* (*RC*) chargé de l'examen une liste détaillée d'informations sur l'*automatisme de réseau*. Si l'*automatisme de réseau* a plusieurs entités propriétaires, chacune de celles-ci devra fournir l'information pertinente. Idéalement, dans de tels cas, une des entités propriétaires de l'*automatisme de réseau* assumera la tâche de recueillir toutes les informations fournies afin de produire une compilation commune conforme à l'annexe 1.

Les informations nécessaires comprennent notamment un aperçu général de l'*automatisme de réseau*, un résumé des résultats des études de planification du transport ainsi que des précisions sur l'équipement utilisé dans la mise en œuvre de l'*automatisme de réseau*. La coordination entre l'*automatisme de réseau* et d'autres *automatismes de réseau* et systèmes de protection et de conduite sera examinée afin de déceler tout potentiel d'interaction nuisible. L'examen peut s'étendre à des aspects très variés de la conception électrique, notamment les composants utilisés, la logique, les télécommunications et d'autres équipements et commandes pertinents qui constituent l'*automatisme de réseau*.

Annexe 1

La liste de contrôle suivante indique les informations importantes que l'entité propriétaire d'un *automatisme de réseau* nouveau ou dont le fonctionnement a été modifié[8] doit documenter et présenter au *RC* chargé de l'examen, conformément à l'exigence E1. Si l'*automatisme de réseau* a été examiné antérieurement, seules les modifications proposées nécessitent un examen ; néanmoins, pour faciliter le travail du *RC* chargé de l'examen, l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* présentera un résumé du fonctionnement préexistant de l'*automatisme de réseau*.

I. Généralités

1. Éléments d'information (cartes, schémas unifilaires, schémas de poste électrique, schémas de principe, etc.) qui indiquent l'emplacement physique et électrique de l'*automatisme de réseau* et des installations connexes.

   Fournir une description de l'*automatisme de réseau* afin d'expliquer son fonctionnement global, ainsi qu'une carte indiquant son emplacement. Signaler tout autre système de protection et de conduite qui nécessite une coordination avec l'*automatisme de réseau*. Les éléments de conception de l'*automatisme de réseau* à présenter sont décrits plus bas.

   Fournir un ou des schémas unifilaires pour tous les sites en cause. Ces schémas doivent être suffisamment détaillés pour permettre à l'équipe d'examen du *RC* d'évaluer la fiabilité de la conception, et doivent comprendre des informations comme la configuration des jeux de barres,

8. L'expression « dont le fonctionnement a été modifié » s'applique à toute modification apportée à un *automatisme de réseau*, parmi les suivantes :
   - changements dans les conditions ou les contingences du *réseau* surveillées par l'*automatisme de réseau* ;
   - changements dans les actions que l'*automatisme de réseau* est conçu pour exécuter ;
   - changements dans les composants physiques de l'*automatisme de réseau*, au-delà du remplacement à l'identique, sans changement dans le fonctionnement initial de composants existants ;
   - changements à la logique de l'*automatisme de réseau*, au-delà de la correction d'erreurs existantes ;
   - changements dans les niveaux de redondance (ajout ou retrait).

les disjoncteurs, les équipements de commutation connexes, etc. Pour chaque site, indiquer si des éléments de détection, de logique, de commande d'actions, ou toute combinaison de ceux-ci, sont présents.

2. Fonctionnement du nouvel *automatisme de réseau* ou des modifications proposées au fonctionnement d'un *automatisme de réseau* existant, avec documentation du fonctionnement de l'*automatisme de réseau* avant et après les modifications.

3. *Plan d'actions correctives*, si des modifications d'un *automatisme de réseau* sont proposées dans le cadre d'un *plan d'actions correctives*. [Référence : norme de fiabilité PRC-012-2 (exigences E5 et E7)]

   Fournir la description de toute modification du fonctionnement de l'*automatisme de réseau* liée à un *plan d'actions correctives (CAP)* visant à corriger des lacunes de fonctionnement signalées lors de l'évaluation périodique de l'*automatisme de réseau* (exigence E4), de l'analyse de performance opérationnelle (exigence E5) ou de l'essai fonctionnel (exigence E8). Une copie du *CAP* le plus récent doit être fournie en plus des autres informations prescrites à l'annexe 1.

4. Données initiales à verser dans la base de données sur les *automatismes de réseau*.

   a. nom de l'*automatisme de réseau* ;

   b. chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* et ses coordonnées ;

   c. date réelle ou prévue de mise en service, date d'approbation la plus récente par le *RC* (exigence E3), date d'évaluation la plus récente (exigence E4) et date de retrait, le cas échéant ;

   d. problème de performance du réseau ou autre raison qui motive l'*automatisme de réseau* (surcharge thermique, instabilité angulaire, amortissement incorrect d'oscillations, instabilité de la tension, surtension, sous-tension, rétablissement lent de la tension, etc.) ;

   e. description des *contingences* ou des conditions du *réseau* pour lesquelles l'*automatisme de réseau* a été conçu (conditions de déclenchement) ;

   f. actions commandées par l'*automatisme de réseau* ;

   g. désignation de l'*automatisme de réseau* comme étant à impact limité[9] ;

   h. tout complément d'explication qui contribue à une compréhension de haut niveau de l'*automatisme de réseau*.

      Remarque : Cette information est la même que celle indiquée à l'annexe 3. Le fait de la fournir à cette étape du processus d'examen assure un examen plus complet et allège le fardeau administratif éventuel du ou des *RC* chargés de l'examen.

II. Description fonctionnelle et information relative à la planification du transport

1. *Contingences* et conditions du *réseau* auxquelles l'*automatisme de réseau* est censé remédier. [Référence : normes de fiabilité PRC-012 (E1.2) et PRC-013 (E1.1)]

   a. Indiquer ce qui se produirait dans le *réseau* en l'absence d'un *automatisme de réseau*.

9. Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*.

b. Décrire les conditions du *réseau* qui commandent l'armement de l'*automatisme de réseau* afin de le préparer à intervenir lorsque surviendront par la suite des *contingences* critiques de *réseau* ou d'autres conditions d'exploitation qui nécessiteraient le déclenchement de l'*automatisme de réseau*. Si aucune condition d'armement n'est requise, le préciser également.

c. Les *automatismes de réseau* spécifiques aux événements sont déclenchés par des *contingences* particulières qui nécessitent une intervention. Les *automatismes de réseau* spécifiques aux conditions peuvent aussi être déclenchés par des *contingences* particulières, mais ce n'est pas forcément le cas. Les *contingences* ou les conditions de déclenchement doivent être indiquées.

2. Actions que doit exécuter l'*automatisme de réseau* en réponse à des perturbations. [Référence : normes de fiabilité PRC-012 (E1.2) et PRC-013 (E1.2)]

   L'*automatisme de réseau* exécute des actions correctives visant à assurer une performance acceptable du *réseau*. Ces actions doivent être décrites, y compris toute contrainte de temps ou toute action corrective « de réserve » prévue en cas de défaillance d'un élément de l'*automatisme de réseau*.

3. Résumé d'études techniques, le cas échéant, démontrant que les actions de l'*automatisme de réseau* proposé répondent aux objectifs de performance du *réseau* dans le cadre des événements et des conditions du *réseau* auxquels l'*automatisme de réseau* est censé remédier. Ce résumé d'études techniques doit préciser notamment les années étudiées, les conditions du *réseau* et les *contingences* analysées pour la conception de l'*automatisme de réseau*, et la date à laquelle les études techniques ont été effectuées. [Référence : norme de fiabilité PRC-014 (E3.2)]

   Présenter la raison d'être de l'automatisme et ses effets afin de confirmer qu'il est (encore) nécessaire, qu'il répond bien au besoin visé et qu'il respecte les exigences de performance courantes. Il n'est sans doute pas nécessaire de fournir la version intégrale des études techniques, mais toute description abrégée de ces études doit être suffisamment détaillée pour permettre au *RC* chargé de l'examen de reconnaître le besoin de l'automatisme et l'efficacité de ses résultats.

4. Information sur tout projet de développement du *réseau* susceptible d'influer sur l'*automatisme de réseau*. [Référence : norme de fiabilité PRC-014 (E3.2)]

   Les autres responsabilités imposées au *RC* par les normes de fiabilité de la NERC portent sur l'*horizon d'exploitation* plutôt que sur l'*horizon de planification*. Le *RC* est donc moins susceptible d'avoir connaissance de plans à plus long terme qui pourraient influer sur l'*automatisme de réseau* proposé. Une telle connaissance est utile afin d'évaluer plus justement les capacités de l'*automatisme de réseau*.

5. Le cas échéant, désignation « à impact limité » proposée par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*, avec justification.

   Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne risque pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, de donner lieu ou de contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*. Si l'*automatisme de réseau* est mis en service avant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2 et qu'il a été classé « LAPS » par le WECC ou « Type III » par le NPCC après

avoir été soumis au processus d'examen régional pertinent, il est considéré comme un *automatisme de réseau* à impact limité aux fins de la norme PRC-012-2 à la date d'entrée en vigueur de celle-ci, et il est soumis à toutes ses exigences pertinentes.

6. Documentation décrivant la performance du *réseau* résultant d'un fonctionnement intempestif possible de l'*automatisme de réseau* (sauf si celui-ci est à impact limité) causé par la défectuosité d'un de ses éléments. En cas de défectuosité d'un élément d'un *automatisme de réseau* non désigné comme étant à impact limité, toutes les conditions suivantes doivent être remplies : [Référence : norme de fiabilité PRC-012 (E1.4)]

   a. le *BES* doit demeurer stable ;

   b. il ne doit pas y avoir de *déclenchements en cascade* ;

   c. les *caractéristiques assignées d'installation* pertinentes ne doivent pas être dépassées ;

   d. les tensions du *BES* doivent demeurer en deçà des limites de tension post-*contingence* ainsi que des limites d'écart de tension post-*contingence* établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* ;

   e. les réponses aux tensions transitoires doivent demeurer en deçà des limites acceptables établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification*.

7. Évaluation confirmant que les réglages et le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* font en sorte d'éviter toute interaction nuisible avec d'autres *automatismes de réseau* et systèmes de protection et de conduite. [Référence : normes de fiabilité PRC-012 (E1.5) et PRC-014 (E3.4)]

   Les *automatismes de réseau* sont des automatismes complexes qui peuvent exécuter des actions comme une coupure de charge, un rejet de production ou une reconfiguration du *réseau*. De nombreux *automatismes de réseau* ont besoin de détecter certaines configurations de *réseau* pour déterminer si leurs conditions d'armement sont remplies ou s'ils doivent intervenir. Exemple d'interaction nuisible : un *automatisme de réseau* reconfigure le *réseau* d'une manière qui modifie aussi le courant de *défaut* applicable, ce qui peut compromettre la supervision de surintensité d'un relais de distance (« détecteur de défaut ») ainsi que la coordination des protections de surintensité à la terre.

8. Indication d'autres *RC* touchés.

   Cette information est nécessaire pour les échanges d'information entre les différentes entités touchées et pour la coordination de l'*automatisme de réseau* avec d'autres *automatismes de réseau* et systèmes de protection et de conduite.

III. Mise en œuvre

1. Documentation décrivant tout équipement pertinent utilisé pour la détection, l'alimentation c.c., les communications, le télédéclenchement, la logique de traitement, les actions de commande et la surveillance.

<u>Détection</u>

Les dispositifs de détection et de déclenchement, que ce soit pour l'armement ou l'exécution d'actions, doivent être conçus pour avoir un fonctionnement sûr. Plusieurs types de dispositifs sont couramment utilisés comme détecteurs de perturbation, de condition ou d'état :

- état de ligne ouverte (détecteurs d'événement) ;

- entrées et sorties de relais de protection (détecteurs d'événement et de paramètre) ;
- entrées (analogiques) de transducteur et de DEI (détecteurs de paramètre et de réponse) ;
- taux de variation (détecteurs de paramètre et de réponse).

Alimentation c.c.

Les batteries et les chargeurs, ou d'autres formes d'alimentation c.c. des *automatismes de réseau*, sont aussi couramment utilisés pour les *systèmes de protection*. Cette pratique est acceptable ; l'entretien de telles alimentations est encadré par la norme PRC-005. Cependant, tout *automatisme de réseau* redondant doit être alimenté à partir de circuits protégés séparément (par fusible ou par disjoncteur).

Communications : voies de télécommunications

Les voies de télécommunications utilisées pour les échanges d'information d'*automatisme de réseau* entre sites ou entre dispositifs de télédéclenchement doivent respecter au moins les mêmes critères que pour les systèmes de protection par relais. Expliquer le fonctionnement de tout système de communication non déterministe utilisé (par exemple, Ethernet).

La logique de l'automatisme doit être conçue de façon que la perte d'une voie, la présence de bruit ou toute autre défaillance de voie ou d'équipement n'entraîne pas un fonctionnement intempestif de l'automatisme.

Il est très souhaitable que les équipements de voie et les moyens de communication (courant porteur sur ligne de transport, liaison hertzienne, fibre optique, etc.) soient détenus et entretenus par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*, ou éventuellement loués d'une autre entité bien au courant des exigences de fiabilité. Tous les équipements de voie doivent être surveillés à partir du centre de répartition et y déclencher des alarmes afin d'assurer un diagnostic et une réparation rapides en cas de défaillance. Le réseau téléphonique public commuté est généralement une option indésirable.

Les voies de communication doivent être bien étiquetées ou marquées de façon que le personnel qui y travaille puisse trouver facilement le bon circuit. Les voies entre entités doivent porter le même nom à tous les terminaux.

Télédéclenchement

L'équipement de télédéclenchement, s'il est à part des autres équipements de l'*automatisme de réseau*, doit être surveillé et étiqueté de la même façon que l'équipement de voie.

Logique de traitement

Tout *automatisme de réseau* nécessite une certaine forme de traitement logique pour déterminer les actions à exécuter en cas de déclenchement. Ces actions sont toujours subordonnées à l'automatisme. Différentes actions peuvent correspondre à différents niveaux d'armement ou à différentes *contingences*. La logique de décision peut se limiter à des liaisons câblées entre quelques contacts auxiliaires de relais, ou prendre une forme beaucoup plus complexe.

Parmi les équipements qui ont fait leurs preuves, citons les automates programmables de divers types, les micro-ordinateurs, les relais de protection à microprocesseur, les stations terminales (RTU) et les processeurs logiques. Les relais monofonctionnels ont été utilisés dans le passé comme éléments d'*automatisme de réseau*, mais cette approche est maintenant moins répandue sauf pour

de nouveaux *automatismes de réseau* très simples ou pour des ajouts mineurs à des *automatismes de réseau* existants.

Actions de commande

Les dispositifs actifs de l'*automatisme de réseau* peuvent comprendre divers équipements, notamment des dispositifs de télédéclenchement et des relais de protection. Ces dispositifs reçoivent les signaux produits par la logique de traitement (parfois par l'entremise d'installations de télécommunications) et exécutent les actions de l'*automatisme de réseau* aux endroits où ces actions sont requises.

Exigences minimales pour la surveillance *SCADA*-EMS

- État « en service » ou « hors service » de l'automatisme.
  - Si l'*automatisme de réseau* est armé manuellement, l'état d'armement peut être le même que l'état en service ou hors service de l'*automatisme de réseau*.
  - Si l'*automatisme de réseau* est armé automatiquement, ces deux états sont indépendants, car un *automatisme de réseau* en service peut être armé ou non armé selon que les critères d'armement automatique sont remplis ou non.
- État opérationnel courant de l'automatisme (disponible ou non).
- Si l'*automatisme de réseau* doit demeurer fonctionnel en cas de défaillance d'un de ses éléments (par redondance ou autrement), les indications minimales d'état doivent être fournies séparément pour chaque *automatisme de réseau*.
  - Une indication minimale d'état est généralement suffisante du point de vue opérationnel ; cependant, si possible, il est souvent utile d'avoir d'autres informations sur des défaillances partielles ou sur l'état de composants critiques afin de permettre à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* de diagnostiquer plus efficacement une défaillance signalée. L'existence ou non de cette capacité dépendra en partie de la conception et de l'âge de l'équipement de l'*automatisme de réseau*. Tous les automatismes doivent assurer un degré minimal de surveillance, mais les nouveaux automatismes doivent être conçus pour une surveillance au moins semblable à celle des *systèmes de protection* à microprocesseur.

2. Information sur les réglages ou paramètres de la logique de détection qui commande le fonctionnement de l'*automatisme de réseau*. [Référence : normes de fiabilité PRC-012 (E1.2) et PRC-013 (E1.3)]

   Plusieurs méthodes permettant de déterminer l'état des lignes ou d'autres équipements sont couramment utilisées, souvent en combinaison :

   a. Contacts auxiliaires de disjoncteur et de sectionneur (52a/b et 89a/b) – Ce sont les dispositifs de surveillance les plus répandus. Le contact « a » indique l'état réel du disjoncteur, tandis que le contact « b » indique l'état opposé.

   b. Détection de minimum de courant – Une valeur faible indique un circuit ouvert, y compris à l'extrémité éloignée de la ligne ; le seuil de détection se trouve généralement juste au-dessus du courant de charge total de la ligne.

   c. Surveillance du courant de bobine de déclenchement d'un disjoncteur – Dispositif généralement utilisé si l'*automatisme de réseau* doit réagir très rapidement, mais

normalement combiné avec des contacts auxiliaires ou un autre moyen de détection puisque le courant de la bobine de déclenchement est coupé lorsque le disjoncteur s'ouvre.

d. Autres détecteurs (angle, tension, puissance, fréquence, taux de variation de ces grandeurs, perte de synchronisme, etc.), selon les besoins particuliers de l'automatisme. Certains dispositifs peuvent remplacer ou améliorer d'autres moyens de surveillance décrits aux points a), b) et c) ci-dessus.

Le déclenchement de l'armement et des actions de l'*automatisme de réseau* nécessite souvent la surveillance de grandeurs analogiques (puissance, courant, tension, etc.) à un ou plusieurs endroits. Les dispositifs de surveillance sont réglés pour détecter un niveau précis de la grandeur pertinente ; il peut s'agir de relais, d'appareils de mesure, de transducteurs, etc.

3. Documentation confirmant que tout dispositif multifonction affecté à des fonctions d'*automatisme de réseau* en plus d'autres fonctions (relais de protection, *SCADA*, etc.) ne compromet pas la fiabilité de l'*automatisme de réseau* lorsque ce dispositif n'est pas en service ou est en cours d'entretien.

Dans ce contexte, un dispositif multifonction (relais à microprocesseur, etc.) est un composant qui remplit une fonction d'*automatisme de réseau* tout en servant de relais de protection ou de dispositif *SCADA*. Il est important que les autres utilisations du dispositif multifonction ne compromettent pas le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* lorsque le dispositif est en service ou encore en cours d'entretien. La liste suivante spécifie les indications à fournir lorsqu'un même relais à microprocesseur remplit à la fois une fonction d'*automatisme de réseau* et une fonction de protection d'équipement :

a. Décrire comment le dispositif multifonction est intégré à l'*automatisme de réseau*.

b. Montrer la configuration générale et décrire comment le dispositif multifonction est étiqueté dans sa conception et son application, en distinguant la fonction d'*automatisme de réseau* et les autres fonctions du dispositif.

c. Décrire les procédures qui permettent d'isoler la fonction d'*automatisme de réseau* des autres fonctions du dispositif.

d. Décrire les procédures applicables lorsque chaque dispositif multifonction est retiré du service, et indiquer si une coordination avec d'autres automatismes de protection est requise.

e. Décrire comment chaque dispositif multifonction est mis à l'essai, à la mise en service et lors des entretiens périodiques, pour chacune de ses fonctions.

f. Décrire comment les essais fonctionnels et de temps de traitement périodiques de l'*automatisme de réseau* sont réalisés si le dispositif multifonction est utilisé à la fois pour la protection locale et dans un *automatisme de réseau*.

g. Décrire comment les mises à niveau du dispositif multifonction (par exemple les mises à jour de micrologiciel) sont effectuées. Comment la fonction d'*automatisme de réseau* est-elle prise en considération ?

D'autres dispositifs qui ne sont généralement pas considérés comme des dispositifs multifonctions (relais auxiliaires, interrupteurs de commande, transformateurs de mesure, etc.)

peuvent remplir plusieurs fonctions comme la protection d'équipement et la participation à un *automatisme de réseau*. Des indications semblables à celles ci-dessus s'appliquent à de tels cas.

4. Documentation décrivant la performance du *réseau* en cas de défaillance d'un des éléments de l'*automatisme de réseau* (sauf si celui-ci est à impact limité) au moment où l'*automatisme de réseau* est censé fonctionner. La défaillance d'un des éléments d'un *automatisme de réseau* non désigné comme étant à impact limité ne doit pas empêcher le *BES* de respecter les mêmes exigences de performance (définies dans la norme de fiabilité TPL-001-4, où elles sont appelées « critères de comportement », ou dans toute norme qui la remplace) que celles prescrites pour les événements et les conditions pour lesquels l'*automatisme de réseau* est conçu. La documentation doit décrire ou illustrer comment la conception de l'*automatisme de réseau* atteint cet objectif. [Référence : norme de fiabilité PRC-012 (E1.3)]

   L'armement automatique de l'*automatisme de réseau*, le cas échéant, est un aspect essentiel de la performance de l'*automatisme de réseau* et du *réseau*, et est donc inclus dans cette exigence.

   Exemples non limitatifs de méthodes permettant d'atteindre cet objectif :

   a. Assurer la redondance d'éléments de l'*automatisme de réseau*, par exemple :

      i. relais de protection ou relais auxiliaires faisant partie de l'*automatisme de réseau* ;

      ii. systèmes de communication nécessaires au bon fonctionnement de l'*automatisme de réseau* ;

      iii. capteurs servant à mesurer des grandeurs électriques ou autres pour l'*automatisme de réseau* ;

      iv. alimentations à c.c. de poste associées à des fonctions d'*automatisme de réseau* ;

      v. circuits de commande associés à des fonctions d'*automatisme de réseau* par l'intermédiaire de bobines de déclenchement de disjoncteur ou d'autres appareils de coupure ;

      vi. dispositifs de traitement logique qui acceptent des entrées concernant le *réseau* à partir d'éléments d'*automatisme de réseau* ou d'autres sources, prennent des décisions à partir de ces entrées ou produisent des signaux de commande d'actions correctives.

   b. Armer une plus grande quantité de charge ou de production que nécessaire, afin que si la défaillance d'un des éléments de l'*automatisme de réseau* empêche de couper une partie de la charge ou de la production prévue, la performance du *réseau* reste satisfaisante ; toutefois, la coupure de la quantité totale prévue ne doit pas entraîner d'autres effets nuisibles pour la fiabilité.

   c. Utiliser d'autres moyens automatiques pour pallier les défaillances individuelles d'éléments de l'*automatisme de réseau*.

   d. Recourir à des interventions manuelles en utilisant des réglages du *réseau* planifiés, comme des changements à la configuration du *transport* ou à la répartition de la production, si de tels réglages sont exécutables en deçà du délai applicable aux *caractéristiques assignées d'installation*.

5. Documentation décrivant le processus d'essai fonctionnel.

IV. Retrait d'un *automatisme de réseau*

Pour tout *automatisme de réseau* existant à retirer du service, la liste de contrôle suivante spécifie les informations importantes que l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit documenter et fournir au *RC* pour examen, conformément à l'exigence E1.

1. Information nécessaire pour permettre au *RC* de comprendre l'emplacement physique et électrique de l'*automatisme de réseau* et des installations connexes.
2. Résumé des études techniques pertinentes et des justifications techniques qui motivent le retrait de l'*automatisme de réseau*.
3. Date de retrait de l'*automatisme de réseau*.

   La documentation nécessaire pour évaluer le retrait d'un *automatisme de réseau* n'est pas aussi exhaustive que pour l'ajout d'un *automatisme de réseau* ou pour la modification du fonctionnement d'un *automatisme de réseau* existant ; néanmoins, il est essentiel qu'après le retrait de l'*automatisme de réseau*, la performance du *réseau* continue de respecter les exigences appropriés (habituellement celles des normes TPL) pour les *contingences* ou les conditions du *réseau* qui étaient visées par l'*automatisme de réseau* en question.

Justification technique du contenu de l'annexe 2

Liste de contrôle d'examen d'*automatisme de réseau* par le *coordonnateur de la fiabilité*

L'annexe 2 est une liste de contrôle qui favorise une démarche d'examen uniforme, à l'échelle du continent, pour les *automatismes de réseau* nouveaux ou dont le fonctionnement a été modifié ; cet examen est exigé avant la mise en service de l'*automatisme de réseau*. Cette liste de contrôle aidera le *RC* à déterminer les critères de fiabilité pertinents aux divers aspects de la conception et de la mise en œuvre de l'*automatisme de réseau*.

Justification technique du contenu de l'annexe 3

Information de la base de données

L'annexe 3 spécifie l'information minimale que le *RC* doit verser dans sa base de données pour chaque *automatisme de réseau* de sa zone.

1. Nom de l'*automatisme de réseau*.
   - Nom utilisé pour désigner l'*automatisme de réseau*.
2. Chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* et ses coordonnées.
   - Un numéro de téléphone ou une adresse courriel fiable doit permettre de joindre chaque entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* afin d'obtenir des compléments d'information.
3. Date réelle ou prévue de mise en service, date d'approbation la plus récente par le *coordonnateur de la fiabilité* (exigence E3), date d'évaluation la plus récente (exigence E4) et date de retrait, le cas échéant.
   - Indiquer chaque date applicable.
4. Problème de performance du *réseau* ou autre raison qui motive l'*automatisme de réseau* (surcharge thermique, instabilité angulaire, amortissement incorrect d'oscillations, instabilité de la tension, surtension, sous-tension, rétablissement lent de la tension, etc.).
   - Une brève description de la raison d'être de l'*automatisme de réseau* est suffisante, pourvu qu'elle permette à une entité ayant un besoin de fiabilité de comprendre les principaux problèmes de *réseau* visés par l'*automatisme de réseau*.
5. Description des *contingences* ou des conditions du *réseau* pour lesquelles l'*automatisme de réseau* a été conçu (conditions de déclenchement).
   - Résumé de haut niveau des conditions ou des *contingences*. Il n'est pas nécessaire d'énumérer toutes les combinaisons de conditions.
6. Actions commandées par l'*automatisme de réseau*.
   - Brève description des actions commandées. Si l'automatisme commande un délestage de charge ou un rejet de production, préciser le nombre maximal de mégawatts.
7. Désignation de l'*automatisme de réseau* comme étant à impact limité[10].

10. Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*.

- Spécifier si l'*automatisme de réseau* est désigné ou non comme étant à impact limité.

8. Tout complément d'explication qui contribue à une compréhension de haut niveau de l'*automatisme de réseau*.

   - Si on le juge nécessaire, ajouter des renseignements supplémentaires dans cette section. Ces renseignements ne sont pas obligatoires.

Justification des exigences

Justification de l'exigence E1 : Chaque *automatisme de réseau* est unique et ses actions peuvent avoir des effets importants sur la fiabilité et l'intégrité du *système de production-transport d'électricité* (*BES*). C'est pourquoi, avant de mettre en service un nouvel *automatisme de réseau* ou un *automatisme de réseau* existant dont le fonctionnement a été modifié, ou encore de retirer du service un *automatisme de réseau*, il est indispensable de procéder à un examen approprié.

L'expression « dont le fonctionnement a été modifié » s'applique aux cas suivants :

- changements dans les conditions ou les *contingences* du *réseau* surveillées par l'*automatisme de réseau* ;
- changements dans les actions que l'*automatisme de réseau* est conçu pour exécuter;
- changements dans les composants physiques de l'*automatisme de réseau*, au-delà du remplacement à l'identique, sans changement dans le fonctionnement initial de composants existants ;
- changements à la logique de l'*automatisme de réseau*, au-delà de la correction d'erreurs existantes ;
- changements dans les niveaux de redondance (ajout ou retrait).

Afin de faciliter un examen qui renforce la fiabilité, l'entité propriétaire d'un *automatisme de réseau* doit fournir au *coordonnateur de la fiabilité* (*RC*) chargé de l'examen suffisamment de détails sur la conception, la fonction et le fonctionnement de l'*automatisme de réseau*. Ces informations et la documentation à l'appui sont précisées à l'annexe 1 de la norme ; l'exigence E1 oblige la ou les entités propriétaires d'un *automatisme de réseau* à les fournir au *RC* chargé de l'examen. Le *RC* qui coordonne la zone dans laquelle est situé l'*automatisme de réseau* est chargé de l'examen. Si un *automatisme de réseau* a plusieurs entités propriétaires, il serait souhaitable que celles-ci collaborent afin de soumettre ensemble au *RC* chargé de l'examen de l'*automatisme de réseau* l'information spécifiée à l'annexe 1. Si l'*automatisme de réseau* recoupe plusieurs *zones de fiabilité*, chaque *RC* concerné est chargé soit d'effectuer son propre examen, soit de participer à un examen coordonné.

Justification de l'exigence E2 : Le *RC* est l'entité fonctionnelle la mieux placée pour procéder à l'examen de l'*automatisme de réseau* : parmi toutes les entités fonctionnelles, c'est le *RC* qui a la vue d'ensemble la plus étendue en matière de fiabilité ; en outre, il est au courant des enjeux de fiabilité qui touchent les zones de fiabilité voisines. Sa vue d'ensemble sur la *zone étendue* facilite l'évaluation des interactions entre différents *automatismes de réseau* ainsi que des interactions entre les *automatismes de réseau* et d'autres systèmes de protection et de conduite. En outre, l'examen par le *RC* amenuise la possibilité d'un conflit d'intérêts découlant de relations d'affaires entre l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau*, le *coordonnateur de la planification*, le *planificateur de réseau de transport* ou d'autres entités concernées par la planification ou la mise en service d'un *automatisme de réseau*. Le *RC* n'est pas censé détenir davantage d'informations ou de compétences que ne l'indique son inscription fonctionnelle selon les critères de la NERC. Le *RC* peut demander à d'autres entités, comme le *coordonnateur de la planification* (*PC*) ou les groupes techniques régionaux, de l'aider pour l'examen de l'*automatisme de réseau* ; cependant, le *RC* demeure responsable de la conformité à l'exigence.

L'annexe 2 de la présente norme propose une liste de contrôle pour aider le *RC* à déterminer les paramètres de conception et de mise en œuvre d'un *automatisme de réseau*, et pour favoriser une démarche d'examen uniforme des *automatismes de réseau*. Le délai de quatre mois civils concorde avec la pratique courante dans l'industrie ; cependant, l'exigence prévoit une certaine latitude puisqu'elle permet aux *RC* et aux entités propriétaires d'*automatisme de réseau* de négocier un calendrier différent pour l'examen.

Remarque : Un *RC* peut devoir inclure cette tâche dans son ou ses plans de fiabilité pour la ou les régions de la NERC où il est situé.

Justification de l'exigence E3 : L'examen par le *RC* est destiné à déceler les problèmes de fiabilité à corriger avant la mise en service de l'*automatisme de réseau*. Les problèmes de fiabilité possibles concernent notamment la sûreté de fonctionnement, la sécurité ou la coordination.

Il n'est pas nécessaire de spécifier le délai de réponse de l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* au *RC* chargé de l'examen lorsque celui-ci signale un problème de fiabilité, puisque l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* a tout intérêt à obtenir rapidement l'approbation de son *automatisme de réseau* et à le mettre en service dans les meilleurs délais.

Il n'est pas non plus nécessaire de spécifier un délai particulier pour la réponse du *RC* à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* à la suite de l'examen, car le *RC* est au courant 1) de tout problème de fiabilité qui perdure tant que l'*automatisme de réseau* n'aura pas été mis en service, et 2) du calendrier prévu par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* pour mettre celui-ci en service afin de résoudre ces problèmes de fiabilité. Comme le *RC* est l'arbitre ultime de la fiabilité du *BES*, la résolution des problèmes de fiabilité est une priorité pour le *RC* et incite celui-ci à répondre sans délai à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*.

Justification de l'exigence E4 : L'exigence E4 stipule que chaque *automatisme de réseau* doit être évalué au moins une fois toutes les cinq années civiles. Cette évaluation périodique vise à confirmer le maintien de l'efficacité et de la coordination de l'*automatisme de réseau*, ainsi qu'à vérifier qu'en cas de défectuosité ou de défaillance d'un des éléments de l'*automatisme de réseau*, les exigences de performance du *BES* seraient toujours remplies. Une évaluation périodique est exigée parce que des changements dans la topologie ou les conditions d'exploitation du *réseau* peuvent remettre en question l'efficacité de l'*automatisme de réseau* ou son influence sur le *BES*.

Les *automatismes de réseau* sont des assemblages uniques et personnalisés d'équipements de protection et de conduite dont la complexité et l'impact sur la fiabilité du *BES* sont variables. Compte tenu de ses particularités, un *automatisme de réseau* peut être désigné par le ou les *RC* chargés de l'examen comme étant à impact limité. Un *automatisme de réseau* à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*. L'expression « dans le *BES* » dans la phrase qui précède s'applique à tous les éléments de l'énumération. Les *automatismes de réseau* à impact limité sont dispensés des essais de défectuosité et de défaillance d'un de leurs éléments (alinéas 4.1.4 et 4.1.5, respectivement) ; de tels essais obligeraient à complexifier la conception de l'*automatisme de réseau*, sans guère de bienfait pour la fiabilité du *BES*. Pour plus de détails sur la désignation « à impact limité », se reporter à la section Compléments.

La norme reconnaît la catégorie LAPS (automatisme de protection de zone locale) du WECC (Western Electricity Coordinating Council) et la catégorie Type III du NPCC (Northeast Power Coordinating Council) comme étant initialement appropriées pour la désignation « à impact limité ». Si un *automatisme de réseau* est mis en service avant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2 et qu'il a été classé « LAPS » par le WECC ou « Type III » par le NPCC après avoir été soumis au processus d'examen régional pertinent, il est considéré comme un *automatisme de réseau* à impact limité aux fins de la norme PRC-012-2 à la date d'entrée en vigueur de celle-ci, et il est soumis à toutes ses exigences pertinentes.

Pour les *automatismes de réseau* existants, le délai de cinq années civiles de l'exigence E4 s'applique initialement à compter de la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2. Dans le cas d'un *automatisme de réseau* nouveau ou dont le fonctionnement est modifié, ce délai s'applique initialement

à compter de la date d'approbation de l'*automatisme de réseau* par le *RC* chargé de l'examen. Le délai de cinq années civiles a été choisi comme intervalle maximal entre les évaluations à partir des valeurs adoptées pour des exigences semblables dans les normes de fiabilité PRC-006, PRC-010 et PRC-014. On peut procéder plus tôt à l'évaluation de l'*automatisme de réseau* si l'on considère que des changements importants à la topologie de *réseau* ou à ses conditions d'exploitation peuvent remettre en question l'efficacité ou la coordination de l'*automatisme de réseau*. Des changements dans le *réseau* peuvent aussi amener à reconsidérer les effets d'un *automatisme de réseau* à impact limité sur la fiabilité du *BES* ; l'alinéa 4.1.3 de l'exigence E4 demande explicitement de réévaluer périodiquement si la désignation « à impact limité » d'un *automatisme de réseau* est toujours justifiée (la façon de procéder à cette évaluation est laissée à la discrétion du *PC*). L'évaluation périodique d'un *automatisme de réseau* produit habituellement un des trois résultats suivants : 1) la confirmation que l'*automatisme de réseau* existant est adéquat ; 2) la description des correctifs à apporter à l'*automatisme de réseau* ; ou 3) la justification du retrait de l'*automatisme de réseau*.

Les conditions visées par l'évaluation (alinéas 4.1.1 à 4.1.5 de l'exigence E4) nécessitent des analyses de planification qui peuvent amener à modéliser le réseau de transport interconnecté afin d'évaluer la performance du *BES*. Le *PC* est l'entité fonctionnelle la mieux placée pour procéder à l'évaluation puisqu'il a une bonne vue d'ensemble de la planification dans une zone étendue. Dans l'intérêt de la fiabilité, le *PC* est tenu de transmettre les résultats de son évaluation à chaque *planificateur de réseau de transport* (*TP*) et *PC* concerné, ainsi qu'à chaque *RC* chargé de l'examen et entité propriétaire d'*automatisme de réseau*. Si l'*automatisme de réseau* recoupe les territoires de plusieurs *PC*, chaque *PC* concerné est tenu soit d'effectuer sa propre évaluation, soit de participer à une évaluation coordonnée.

Dans la version précédente (PRC-012-1) de la norme, l'alinéa 1.4 de l'exigence E1 stipule que « …le fonctionnement intempestif d'un *automatisme de réseau* doit respecter les mêmes exigences de performance (TPL-001-0, TPL-002-0 et TPL-003-0) que pour la contingence visée par l'*automatisme de réseau*, et ne pas dépasser les limites prescrites à la norme TPL-003-0. » L'exigence E4 précise que le fonctionnement intempestif visé découle uniquement de la défectuosité d'un seul des éléments de l'*automatisme de réseau*, ce qui amène à intégrer à la conception de l'*automatisme de réseau* des fonctions de sécurité qui empêcheront tout fonctionnement intempestif causé par la défectuosité d'un seul élément. Pour le reste, conformément à l'alinéa 1.4 de l'exigence E1 de la norme PRC-012-1, l'*automatisme de réseau* doit être conçu de façon qu'un fonctionnement intempestif partiel ou complet causé par la défectuosité d'un de ses éléments respecte les exigences de performance du *réseau* pour la *contingence* visée par l'*automatisme de réseau*.

Si l'*automatisme de réseau* a été installé en prévision d'un événement extrême spécifié dans la norme TPL-001-4 ou de certaines autres *contingences* ou conditions du *réseau* non définies dans la norme TPL-001-4 (donc sans exigences de performance), son fonctionnement intempestif doit quand même respecter les exigences minimales de performance du *réseau*. Toutefois, au lieu de renvoyer à la norme TPL-001-4, l'exigence E4 énonce directement les exigences de performance du *réseau* qu'un fonctionnement intempestif éventuel doit respecter. Les exigences de performance énoncées aux alinéas 4.1.4.1 à 4.1.4.5 sont celles qui sont communes à tous les événements de planification (P0 à P7) traités dans la norme TPL-001-4.

Justification de l'exigence E5 : Le fonctionnement correct d'un *automatisme de réseau* est important pour le maintien de la fiabilité et de l'intégrité du *BES*. Tout fonctionnement incorrect indique que l'efficacité ou la coordination de l'*automatisme de réseau* a été compromise. Par conséquent, chaque fonctionnement d'un *automatisme de réseau* et chaque non-fonctionnement dans une situation où il aurait dû fonctionner doivent être analysés afin de déterminer si le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* concorde bien avec ses caractéristiques de conception.

L'analyse de la performance opérationnelle d'un *automatisme de réseau* vise : 1) à vérifier si le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* concorde bien avec sa conception à la mise en service ; ou 2) à découvrir les lacunes de l'*automatisme de réseau* qui se sont manifestées dans son fonctionnement incorrect ou encore son non-fonctionnement dans une situation prévue.

Le délai de 120 jours civils complets pour l'analyse de performance opérationnelle d'un *automatisme de réseau* correspond au délai prescrit à l'exigence E1 de la norme PRC-004-4 pour l'enquête sur le *fonctionnement incorrect* d'un *système de protection*. Dans l'intérêt de la fiabilité, chaque entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit transmettre les résultats d'analyse de performance opérationnelle à son ou ses *RC* chargés de l'examen si l'analyse révèle une lacune.

Les entités propriétaires de l'*automatisme de réseau* peuvent avoir besoin de collaborer avec le *TP* concerné pour réaliser une analyse de performance opérationnelle approfondie. En effet, l'analyse de performance opérationnelle nécessite de vérifier que l'*automatisme de réseau* a été déclenché adéquatement (alinéa 5.1.1), qu'il a fonctionné comme prévu (alinéa 5.1.2) et que la réaction du *BES* (alinéas 5.1.3 et 5.1.4) correspond bien à la conception de l'*automatisme de réseau*. Si un *automatisme de réseau* a plusieurs entités propriétaires, il serait souhaitable que celles-ci collaborent pour réaliser et soumettre une seule analyse de performance opérationnelle coordonnée.

Justification de l'exigence E6 : Les lacunes découvertes lors de l'évaluation périodique de l'*automatisme de réseau* réalisée par le *PC* selon l'exigence E4, lors de l'analyse de performance opérationnelle effectuée par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* selon l'exigence E5 ou lors de l'essai fonctionnel effectué par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* selon l'exigence l'exigence E8 présentent un risque potentiel pour la fiabilité du *BES*. Afin d'atténuer ce risque, l'exigence E6 stipule que chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit élaborer un *plan d'actions correctives* (*CAP*) visant à corriger toute lacune. Le *CAP* indique les mesures correctives et précise leur calendrier de mise en œuvre. L'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* peut demander à d'autres entités, comme son *TP* ou son *PC*, de l'aider dans l'élaboration du *CAP* ; cependant, la conformité à cette exigence incombe toujours à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*.

Si le *CAP* indique que le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* doit être modifié, l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit fournir au *RC* chargé de l'examen l'information spécifiée à l'annexe 1 avant de pouvoir mettre en service l'*automatisme de réseau* modifié, conformément à l'exigence E1.

Selon la complexité des lacunes signalées, l'élaboration du *CAP* peut nécessiter des analyses, des études d'ingénierie ou des services-conseils. Un délai maximal de six mois civils est prévu pour donner à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* le temps d'élaborer le *CAP* avec les collaborations nécessaires. Idéalement, si un *automatisme de réseau* a plusieurs entités propriétaires, celles-ci devraient collaborer afin d'élaborer et de présenter un *CAP* commun.

Justification de l'exigence E7 : L'exigence E7 demande à chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* de mettre en œuvre son *CAP*, élaboré selon l'exigence E6 afin de corriger les lacunes décelées selon les exigences E4, E5 ou E8. Par définition, un *CAP* est « une liste des actions, avec leurs échéances, à mettre en œuvre pour remédier à un problème particulier ». La mise en œuvre d'un *CAP* bien conçu permet de corriger la ou les lacunes de l'*automatisme de réseau* dans les meilleurs délais. Chaque *RC* chargé de l'examen doit être avisé en cas de changement dans les mesures correctives du *CAP* ou dans leur calendrier, ainsi qu'à l'achèvement du *CAP*.

Justification de l'exigence E8 : Étant donné la grande variété des *automatismes de réseau* quant à leur conception et à leur mise en œuvre, ainsi que leur potentiel d'impact sur la fiabilité du *BES*, il est important de les soumettre à des essais fonctionnels périodiques. Un essai fonctionnel permet de

confirmer que l'*automatisme de réseau* fonctionne conformément à ses critères de conception ; il permet aussi de vérifier le bon fonctionnement des éléments de l'*automatisme de réseau* qui ne font pas partie d'un *système de protection* (composants de commande) et qui ne sont pas visés par la norme PRC-005. Les composants de *système de protection* qui font partie d'un *automatisme de réseau* sont soumis aux exigences d'entretien de la norme PRC-005.

L'intervalle de six ou douze années civiles (qui commence à la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2 selon son plan de mise en œuvre) représente un compromis entre, d'une part, les ressources requises pour effectuer les essais et, d'autre part, les impacts potentiels sur la fiabilité du *BES* qui découleraient de défaillances latentes non décelées, susceptibles de causer un fonctionnement incorrect de l'*automatisme de réseau*. Des intervalles plus longs augmenteraient indûment les risques liés aux défaillances latentes. L'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* est l'entité la mieux placée pour établir les procédures et le calendrier d'essai étant donné sa connaissance étendue de la conception de l'*automatisme de réseau*, de son installation et de son fonctionnement. Les essais fonctionnels peuvent être effectués de bout en bout (essai intégral) ou par segment ; dans ce dernier cas, chacun des segments de l'*automatisme de réseau* doit être mis à l'essai. Le fait de pouvoir mettre à l'essai individuellement des segments qui se chevauchent permet de simplifier le calendrier d'entretien et d'interruptions.

L'intervalle maximal admissible entre les essais fonctionnels est de six années civiles pour les *automatismes de réseau* qui n'ont pas la désignation « à impact limité », et de douze années civiles pour ceux qui ont cette désignation. L'intervalle commence à la date de l'essai réussi le plus récent pour un segment ou pour l'intégralité de l'*automatisme de réseau*. La réussite d'un essai de segment remet à zéro l'intervalle d'essai pour ce segment seulement. Un bon fonctionnement d'un *automatisme de réseau* peut être compté comme un essai fonctionnel pour les segments de l'*automatisme de réseau* qui ont effectivement fonctionné (la conformité à l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 doit être documentée). Si un événement entraîne un fonctionnement correct mais partiel de l'*automatisme de réseau*, les segments qui n'ont pas fonctionné doivent être soumis à des essais fonctionnels séparés avant la fin de l'intervalle d'essai maximal qui a commencé à la date du précédent essai réussi pour ces segments.

Justification de l'exigence E9 : La base de données sur les *automatismes de réseau* regroupe l'information sur tous les *automatismes de réseau* en service dans une *zone de fiabilité*. Cette base de données permet au *RC* de fournir à d'autres entités de l'information de haut niveau sur des *automatismes de réseau* existants qui pourraient éventuellement influer sur les activités d'exploitation ou de planification de ces entités. L'annexe 3 spécifie l'information minimale qui doit y être versée pour chaque *automatisme de réseau*, notamment un résumé des conditions de déclenchement de l'*automatisme de réseau*, des actions correctives et des problèmes de *réseau* auxquels on cherche à remédier. Cette information permet à toute entité d'évaluer le besoin de fiabilité qui peut l'amener à demander une information plus détaillée aux entités propriétaires d'*automatisme de réseau* dont les coordonnées figurent dans la base de données. Le *RC* est l'entité la mieux placée pour tenir à jour cette base de données, puisqu'il reçoit l'information voulue lorsqu'un *automatisme de réseau* nouveau ou modifié est soumis pour examen. Le délai de douze mois civils concorde avec la pratique courante dans l'industrie ; il donne au *RC* suffisamment de temps pour recueillir l'information appropriée auprès des entités propriétaires d'*automatisme de réseau* et mettre à jour la base de données.

Annexe PRC-012-2-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-012-2 – Automatismes de réseau

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière

2. Numéro : Aucune disposition particulière

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

4.2. Installations

Aucune disposition particulière

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : 8 octobre 2020

5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : 8 octobre 2020

5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe : 1er janvier 2021

Les exigences sont mises en application aux dates indiquées dans le tableau suivant :

Exigence	Date de mise en application
E1, E2, E3, E5, E6 et E7	1er juillet 2023
E4	1er juillet 2025
E8	• 1er juillet 2026 : date limite pour la réalisation d'un premier essai des *automatismes de réseau* qui ne sont pas désignés comme étant à impact limité. • 1er juillet 2032 : date limite pour la réalisation d'un premier essai des *automatismes de réseau* qui sont désignés comme étant à impact limité.
E9	1er juillet 2023 : date limite pour l'établissement d'une base de données pour les *automatismes de réseau*.

B. Exigences et mesures

Remplacer toutes les références au terme « *BES* » par « *RTP* ».

À l'alinéa 4.1.5., l'expression « exigences de performance » est identique à « critères de comportement » définie dans la norme de fiabilité TPL-001-4.

Disposition particulière applicable à l'exigence E8 :

L'exigence E8. s'applique telle que stipulée dans la norme sauf pour les *automatismes de réseau* installés avant la date d'entrée en vigueur de la norme pour lesquels l'exigence E8 est remplacée par le texte suivant :

E8. À moins d'avoir obtenu une exception pour raison technique d'un essai fonctionnel du responsable de la surveillance de l'application des normes, chaque entité propriétaire d'un *automatisme de réseau* doit participer à un essai fonctionnel de chacun de ses *automatismes de réseau* afin de vérifier la performance globale de celui-ci ainsi que le bon fonctionnement des éléments qui ne font pas partie des *systèmes de protection* : *[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]*

- au moins une fois toutes les six années civiles complètes, pour tous les *automatismes de réseau* non désignés comme étant à impact limité ; ou
- au moins une fois toutes les douze années civiles complètes, pour tous les *automatismes de réseau* désignés comme étant à impact limité.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la norme de fiabilité visée et la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Annexe 1

Remplacer toutes les références au terme « *BES* » par « *RTP* ».

Annexe 2

Remplacer toutes les références au terme « *BES* » par « *RTP* ».

Annexe 3

Aucune disposition particulière

Justification technique

Remplacer toutes les références au terme « *BES* » par « *RTP* ».

Page 23, remplacer le troisième paragraphe par celui-ci (modifications soulignées) :

> Pour pouvoir demander au *RC* chargé de l'examen de désigner un *automatisme de réseau* existant (mis en œuvre avant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2) comme étant à impact limité, l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit préparer et soumettre l'information prescrite à l'annexe 1, notamment la justification technique (les évaluations) que le *réseau* répond aux exigences de performance (alinéa 4.1.3 de l'exigence E4) en cas de défectuosité ou de défaillance, respectivement, d'un élément de l'*automatisme de réseau*.

Page 26, remplacer le cinquième paragraphe par celui-ci (modifications soulignées) :

La sécurité est une autre composante de la notion de fiabilité ; elle indique la confiance que l'appareil n'interviendra pas de façon intempestive. Le fonctionnement intempestif d'un *automatisme de réseau* déclenche une action programmée sans que les conditions d'armement soient remplies, ou en dehors de la ou des *contingences* ou conditions de *réseau* spécifiées. Typiquement, un *automatisme de réseau* commande un délestage de charge, un rejet de production ou une reconfiguration du *réseau* ; de telles actions, si elles surviennent de façon injustifiée, sont néfastes et peuvent compromettre la sécurité du *réseau*. Le pire scénario de fonctionnement intempestif est celui où toutes les actions programmées de l'*automatisme de réseau* sont déclenchées. Si la performance du *réseau* est encore conforme à l'alinéa 4.1.4 de l'exigence E4 de la norme PRC-012-2, aucune mesure d'atténuation supplémentaire n'est requise. Des moyens de renforcement de la sécurité intrinsèque d'un *automatisme de réseau* comme des logiques de décision sont des mesures d'atténuation acceptables contre les fonctionnements intempestifs.

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	8 octobre 2020	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

2. Numéro : PRC-019-2

3. Objet : Vérifier la coordination des dispositifs de régulation de tension, des limiteurs, des caractéristiques d'équipement et des réglages des *systèmes de protection* des *installations* de production et des compensateurs synchrones.

4. Applicabilité :

4.1 Entités fonctionnelles :

4.1.1 *Propriétaire d'installation de production*

4.1.2 *Propriétaire d'installation de transport* ayant un ou des compensateurs synchrones

4.2 Installations

Aux fins de la présente norme, le terme « *installation* visée » désigne l'un ou l'autre des éléments suivants :

4.2.1 groupe de production individuel de plus de 20 MVA (puissance nominale brute) raccordé directement au *système de production-transport d'électricité* ;

4.2.2 compensateur synchrone individuel de plus de 20 MVA (puissance nominale brute) raccordé directement au *système de production-transport d'électricité* ;

4.2.3 centrale ou *installation* de production comportant un ou plusieurs groupes de production raccordés au *système de production-transport d'électricité* par un jeu de barres commun et dont la production totale dépasse 75 MVA (puissance nominale brute combinée) ;

4.2.3.1 cet élément inclut les groupes de production individuels des *ressources de production décentralisées* visées par l'inclusion I4 de la définition du *système de production-transport d'électricité* si la régulation de tension de l'*installation* est effectuée uniquement au niveau des groupes de production individuels de la *ressource de production décentralisée* ;

4.2.4 toute installation de production, sans égard à sa taille, qui est désignée comme un groupe à démarrage autonome dans le plan de remise en charge d'un *exploitant de réseau de transport*.

5. Date d'entrée en vigueur :

Voir le plan de mise en œuvre de la norme PRC-019-2.

B. Exigences

E1. À intervalles d'au plus cinq années civiles, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des *installations* visées doit coordonner les dispositifs de régulation de tension (y compris les limiteurs et les fonctions de protection en service[1]) avec les caractéristiques d'équipement pertinentes et les réglages pertinents des dispositifs et fonctions de *système de protection* appropriés. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]*

1.1 En supposant un fonctionnement normal de la boucle de régulation de tension et des conditions d'exploitation en régime permanent du réseau, vérifier les éléments de coordination suivants pour chaque *installation* visée :

1.1.1. les limiteurs en service doivent être réglés de manière à intervenir avant le *système de protection* de l'*installation* visée afin d'éviter tout débranchement inutile du groupe de production ;

1.1.2. les dispositifs de *système de protection* en service pertinents doivent être réglés de manière à intervenir pour isoler ou mettre hors tension l'équipement afin de limiter l'étendue des dommages lorsque les conditions d'exploitation dépassent les caractéristiques ou les limites de stabilité de l'équipement.

E2. Dans les 90 jours civils suivant la constatation ou la mise en place de modifications de systèmes, d'équipements ou de réglages susceptibles d'influer sur la coordination décrite à l'exigence E1, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des *installations* visées doit procéder à la coordination décrite à l'exigence E1. Les modifications de systèmes, d'équipements ou de réglages comprennent, entre autres, les suivantes : *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]*

- modifications aux réglages ou à l'équipement de régulation de tension ;
- modifications aux réglages ou aux composants de *système de protection* ;
- modifications aux caractéristiques de l'équipement de production ou de compensateur synchrone ;
- modifications aux transformateurs élévateurs de l'équipement de production ou de compensateur synchrone.

C. Mesures

M1. Chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des *installations* visées doit détenir des pièces justificatives (dont des exemples sont présentés à la section G de la norme PRC-019) attestant qu'il a coordonné les dispositifs de régulation de tension (y compris les limiteurs et les fonctions de protection en service[2]) avec les caractéristiques d'équipement pertinentes et les réglages pertinents des dispositifs et fonctions de *système de protection*, conformément à l'exigence E1. Ces pièces justificatives doivent comprendre des documents datés attestant que la coordination a été effectuée.

M2. Chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des *installations* visées doit détenir des pièces justificatives attestant que la coordination rendue nécessaire par les événements indiqués à l'exigence E2 a été effectuée. Ces pièces justificatives doivent comprendre des documents datés attestant que l'intervalle de temps prescrit à l'exigence E2 a été respecté.

---

1. Limiteurs ou fonctions de protection installés et activés d'une installation de production ou d'un compensateur synchrone.
2. Limiteurs ou fonctions de protection installés et activés d'une installation de production ou d'un compensateur synchrone.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

L'*entité régionale* joue le rôle de *responsable des mesures pour assurer la conformité* (*CEA*), à moins que l'entité concernée soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'*entité régionale*. Dans de tels cas, l'ERO ou une *entité régionale* approuvée par la FERC ou un autre organisme gouvernemental pertinent doit jouer le rôle de *CEA*.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit de conformité le plus récent, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* doit conserver pendant six ans une preuve de conformité aux exigences E1 et E2 et aux mesures M1 et M2.

Si le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* est jugé non conforme à une exigence, l'entité doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *CEA* doit conserver le rapport du dernier audit périodique ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité des non-conformités (VSL)

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 5 années civiles, mais d'au plus 5 années civiles et 4 mois, après la coordination précédente.	Le *propriétaire d'installation de production* ou *le propriétaire d'installation de transport* a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 5 années civiles et 4 mois, mais d'au plus 5 années civiles et 8 mois, après la coordination précédente.	Le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 5 années civiles et 8 mois, mais d'au plus 5 années civiles et 12 mois, après la coordination précédente.	Le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* n'a pas coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de 5 années civiles et 12 mois après la coordination précédente.
E2	Le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 90 jours civils mais d'au plus 100 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.	Le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 100 jours civils mais d'au plus 110 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.	Le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 110 jours civils mais d'au plus 120 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.	Le *propriétaire d'installation de production* ou *le propriétaire d'installation de transport* n'a pas coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de 120 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.

E. Différences régionales

Aucune.

F. Documents connexes

«°Underexcited Operation of Turbo Generators°», AIEE Proceedings T Section 881, Volume 67, 1948, Appendix 1, C. G. Adams and J. B. McClure

«°Protective Relaying For Power Generation Systems°», Boca Raton, FL, Taylor & Francis, 2006, Reimert, Donald

«°Coordination of Generator Protection with Generator Excitation Control and Generator Capability°», a report of Working Group J5 of the IEEE PSRC Rotating Machinery Subcommittee

«°IEEE C37.102-2006 IEEE Guide for AC Generator Protection°»

«°IEEE C50.13-2005 IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above°»

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	7 février 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Nouveau
1	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-019-1. (L'ordonnance entre en vigueur le 1er juillet 2016)	
2	12 février 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Norme révisée dans le cadre du projet 2014-01 : L'applicabilité a été révisée afin de clarifier l'application des exigences aux *ressources de production décentralisées* du *BES*
2	29 mai 2015	Lettre d'ordonnance du dossier RD15-3-000 de la FERC approuvant la norme PRC-019-2.	Modifications afin d'ajuster l'applicabilité aux propriétaires de *ressources de production décentralisées*

G. Référence

Exemples de coordination

La preuve que la coordination prescrite à l'exigence E1 a été effectuée peut prendre l'une des formes suivantes :

- graphique P-Q (exemple à l'annexe 1) ;
- graphique R-X (exemple à l'annexe 2) ;
- graphique de temporisation inverse (exemple à l'annexe 3) ;
- tableaux équivalents ou autre preuve.

Ces pièces justificatives doivent indiquer les caractéristiques de l'équipement et la plage de fonctionnement des limiteurs et des fonctions de protection.
Les limites des équipements, les types de limiteur et les fonctions de protection dont la coordination peut être nécessaire comprennent, notamment :

- les limiteurs de surexcitation de champ et les fonctions de protection associées ;
- les limiteurs de surintensité d'onduleur et les fonctions de protection associées ;
- les limiteurs de sous-excitation de champ et les fonctions de protection associées ;
- la puissance réactive de groupe de production ou de compensateur synchrone ;
- les limiteurs d'induction magnétique V/Hz et les fonctions de protection associées ;
- les réglages de système de protection contre les surtensions de stator ;
- la caractéristique tension/fréquence de groupe de production et de transformateur ;
- la caractéristique temps/courant de champ ou temps/courant de stator.

Remarque : La liste ci-dessus n'est présentée qu'à titre indicatif. La présente norme n'exige l'installation ou l'activation d'aucune des fonctions de limitation ou de protection ci-dessus.

Dans l'exemple qui suit, la limite de stabilité statique (LSS) est la limite de la stabilité synchrone dans la région de sous-excitation avec un courant de champ fixe.

Sur un graphique P-Q, où X_d représente la réactance synchrone longitudinale saturée du groupe de production, X_s la réactance équivalente entre les bornes du groupe de production et le « barre à puissance infinie », y compris la réactance du transformateur élévateur du groupe de production, et V_g la tension aux bornes du groupe de production (toutes les valeurs étant exprimées par unité), on peut calculer la LSS comme un arc centré sur l'axe Q, dont le centre et le rayon sont quantifiables au moyen des équations suivantes :

$$C = V_g^2/2\times(1/X_s-1/X_d)$$

$$R = V_g^2/2\times(1/X_s+1/X_d)$$

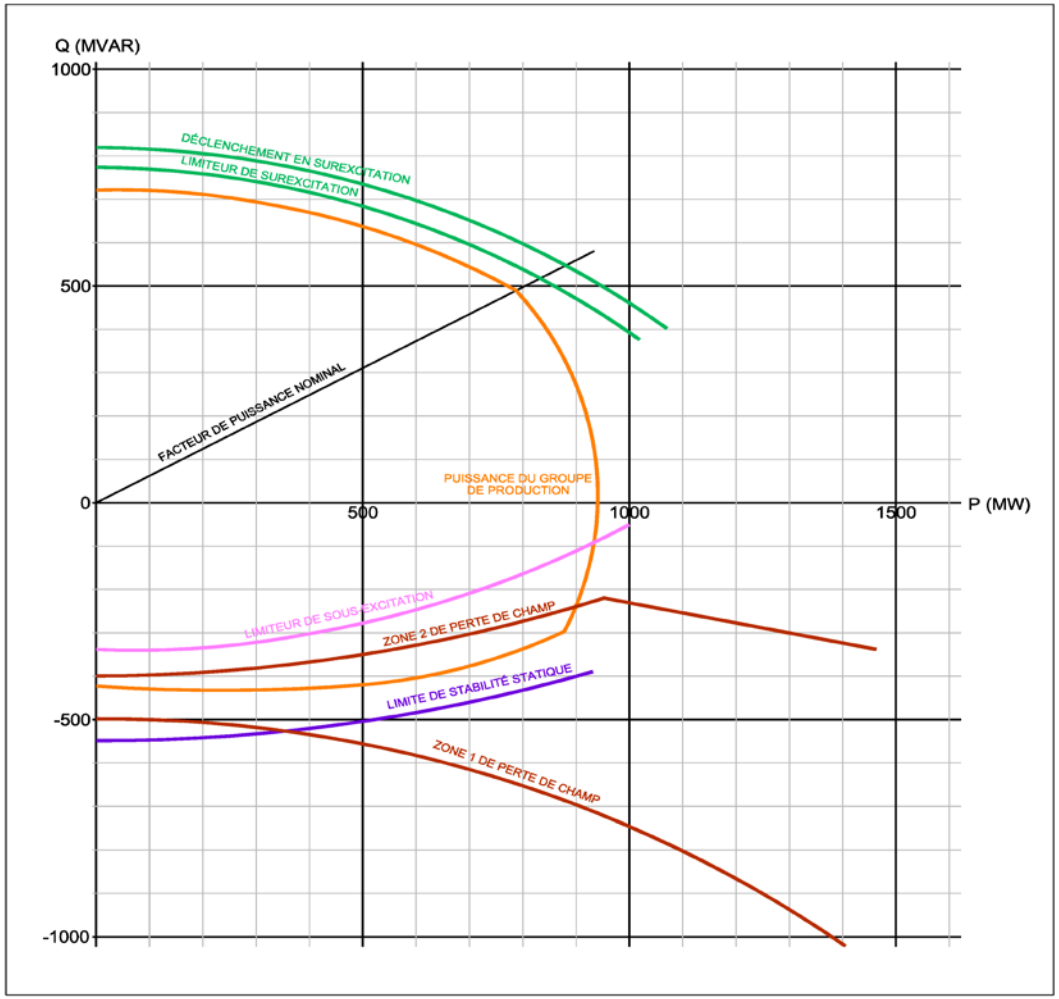
Sur un graphique R-X, où X_d représente la réactance synchrone longitudinale saturée du groupe de production et X_s la réactance équivalente entre les bornes du groupe de production et le « barre à puissance infinie », y compris la réactance du transformateur élévateur du groupe de production, la LSS est un arc centré sur l'axe X, dont le centre et le rayon sont quantifiables au moyen des équations suivantes :

$$C = (X_d-X_s)/2$$

$$R = (X_d+X_s)/2$$

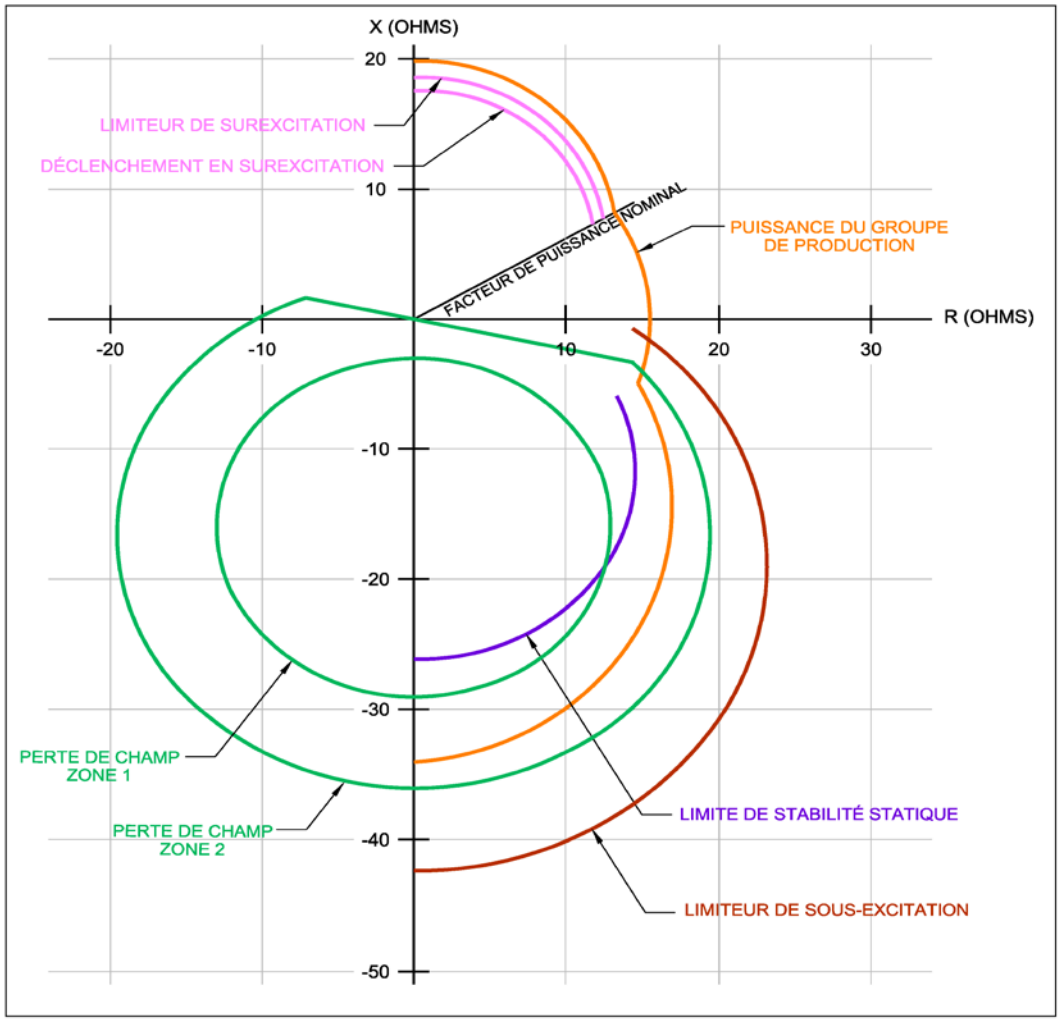
Section G – Annexe 1

Exemple de caractéristiques et de valeurs de limiteurs et de dispositifs de protection sur un graphique P-Q à la tension et à la fréquence nominales



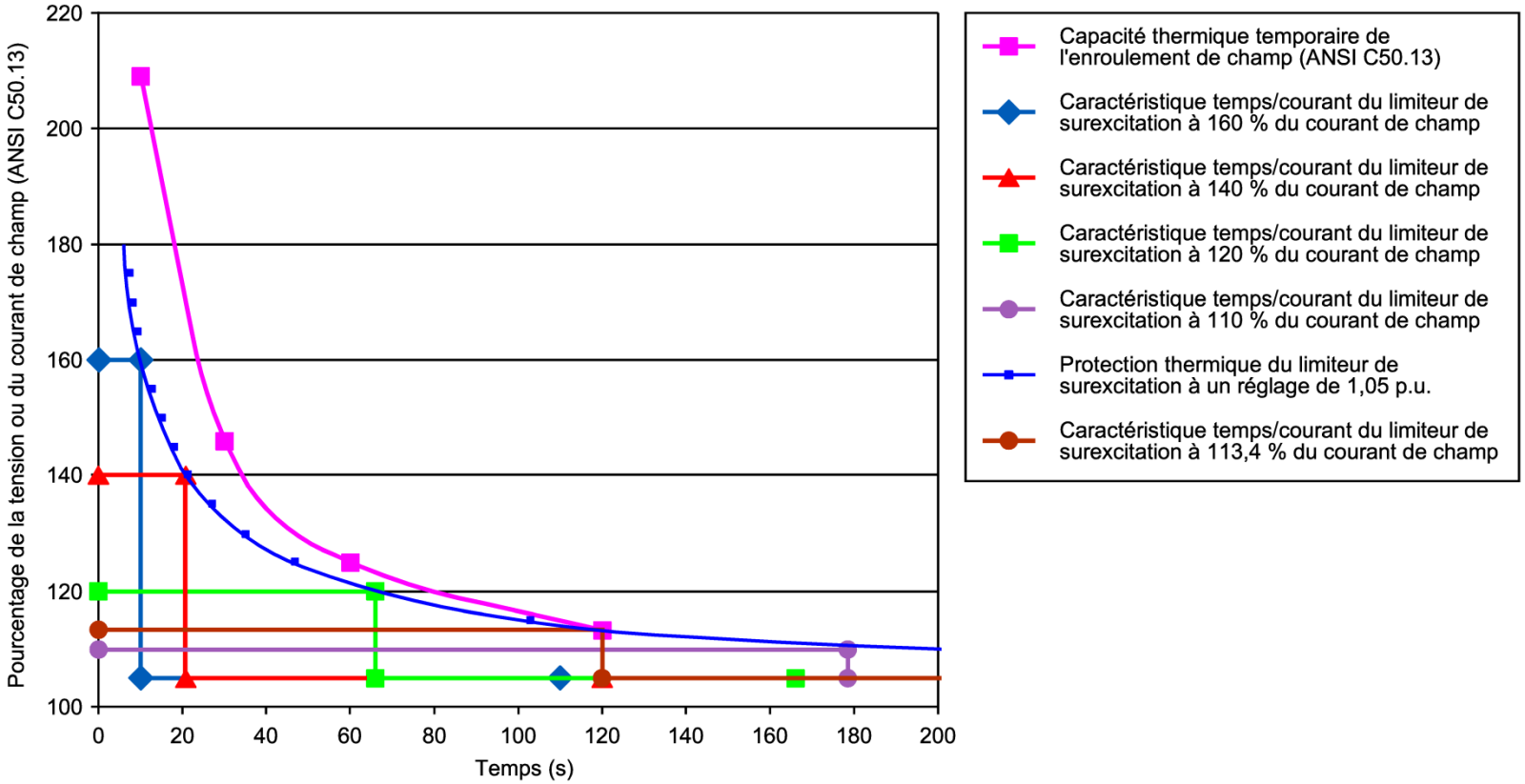
Section G – Annexe 2

Exemple de caractéristiques et de valeurs de limiteurs et de dispositifs de protection sur un graphique R-X à la tension et à la fréquence nominales



Section G – Annexe 3

Exemple de caractéristiques et de valeurs de limiteurs et de dispositifs de protection sur un graphique de temporisation



Justification

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de l'alinéa 4.2.3.1 de la section Installations

Dans le cas des *installations* de *ressources de production décentralisées* qui régulent la tension uniquement au niveau des groupes de production individuels, l'équipe de rédaction estime que la coordination devrait se faire à ce niveau. Pour ces *installations*, on doit considérer les *systèmes de protection* au niveau des groupes de production individuels, et leur compatibilité en fonction des limites réactives et de tension des groupes. Si la régulation de tension est effectuée au niveau de la production combinée, l'applicabilité est déjà incluse dans l'alinéa 4.2.3 de la section Installations.

Annexe PRC-019-2-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-019-2 – Coordination des caractéristiques des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière

2. Numéro : Aucune disposition particulière

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

4.2. Installations

Seules les sections suivantes sont modifiées :

4.2.1 Groupe de production faisant partie du *réseau de transport principal* (*RTP*).

4.2.2 Compensateur synchrone faisant partie du *réseau de transport principal* (*RTP*).

4.2.3 Centrale ou installation de production faisant partie du *réseau de transport principal* (*RTP*).

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : 8 octobre 2020

5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : 8 octobre 2020

5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe : 1er janvier 2021

Les dates de mise en application sont celles de la norme PRC-019-1 :

Exigences	Applicabilité aux installations visées raccordées au *RTP*	Applicabilité aux installations visées non raccordées au *RTP*	Date de mise en application au Québec
E1 et E2	Au moins 40 % de ses installations visées	Au moins 15% des installations visées	1er octobre 2017
	Au moins 60 % de ses installations visées	Au moins 50% des installations visées	1er octobre 2018
	Au moins 80 % de ses installations visées	Au moins 75% des installations visées	1er octobre 2019
	100 % de ses installations visées	100% des installations visées	1er janvier 2021

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la norme de fiabilité visée et la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

G. Référence

Aucune disposition particulière

Section G – Annexe 1

Aucune disposition particulière

Section G – Annexe 2

Aucune disposition particulière

Section G – Annexe 3

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-019-2 – Coordination des caractéristiques des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

Aucune disposition particulière

Justification

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	8 octobre 2020	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : Capacité de charge des relais de transport

2. Numéro :PRC-023-6

3. Objet : Les réglages des relais de protection ne doivent pas restreindre la capacité de charge de transport, ne doivent pas nuire à la capacité des répartiteurs de prendre les mesures nécessaires pour préserver la fiabilité des réseaux, et doivent être établis pour assurer la détection fiable de toutes les situations de défaut et pour protéger le réseau électrique contre ces défauts.

4. Applicabilité

4.1. Entités fonctionnelles

4.1.1. *Propriétaire d'installation de transport* ayant des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-6 aux bornes des circuits définis en 4.2.1 Circuits visés par les exigences E1 à E5.

4.1.2. *Propriétaire d'installation de production* ayant des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-6 aux bornes des circuits définis en 4.2.1 Circuits visés par les exigences E1 à E5.

4.1.3. *Distributeur* ayant des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-6 aux bornes des circuits définis en 4.2.1 Circuits visés par les exigences E1 à E5, pourvu que ces circuits aient une capacité de transit bidirectionnel.

4.1.4. *Coordonnateur de la planification*.

4.2. Circuits

4.2.1. Circuits visés par les exigences E1 à E5

4.2.1.1. Lignes de *transport* exploitées à 200 kV ou plus, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*. Ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

4.2.1.2. Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV et sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.1.3. Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV, faisant partie du *BES* et sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.1.4. Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus.

4.2.1.5. Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à une tension d'entre 100 et 200 kV et qui sont sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.1.6. Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV, faisant partie du *BES* et sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.2. Circuits visés par l'exigence E6

4.2.2.1. Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées entre 100 et 200 kV, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*. Ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

4.2.2.2. Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV et faisant partie du *BES*, à l'exclusion des *éléments* qui relient les transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*. Ces éléments peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

5. **Dates d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre. Comme le prévoit ce plan, chaque *propriétaire d'installation de production*, *propriétaire d'installation de transport* et *distributeur* qui possède des circuits auxquels la présente norme vient à s'appliquer selon l'exigence E6 doit se mettre en conformité avec les exigences E1 à E5 selon la plus tardive des échéances suivantes, à moins que le *coordonnateur de la planification* ne retire le circuit de la liste avant la date d'entrée en vigueur applicable : soit le premier jour du premier trimestre civil commençant 39 mois après la notification par le *coordonnateur de la planification* de l'inclusion d'un circuit dans une liste de circuits en vertu de l'annexe B, soit le premier jour de la première année civile pendant laquelle l'un ou l'autre des critères de l'annexe B devient applicable.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit utiliser l'un des critères suivants (exigence E1, critères 1 à 13) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que les réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du *BES* pour toutes les situations de défaut. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit évaluer la capacité de charge des relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés. *[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]*

Critères :

1. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 150 % de la plus élevée des *caractéristiques assignées d'installation* saisonnières d'un circuit (exprimée en ampères) pour la durée de charge définie qui est le plus près de 4 heures.

2. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de la plus élevée des *caractéristiques assignées d'installation* sur 15 minutes saisonnières d'un circuit[1] (exprimée en ampères).

3. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de la capacité de transfert de puissance théorique maximale (en utilisant un angle de 90 degrés entre les tensions de départ et d'arrivée et soit une réactance ou une impédance complexe) du circuit (exprimée en ampères), en utilisant l'un des éléments suivants pour effectuer le calcul du transfert de puissance :

   - une source infinie (impédance de source nulle) avec une tension de 1,00 p.u. au jeu de barres à chaque extrémité de la ligne ;
   - une impédance à chaque extrémité de la ligne qui répresente l'impédance de source réelle du réseau, avec une tension de 1,05 p.u. en amont de chaque impédance de source.

4. Régler les relais de ligne de transport installés sur des lignes de transport à compensation série de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à la capacité de transfert de puissance maximale de la ligne, établie comme étant la plus élevée des valeurs suivantes :

   - 115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence la plus élevée du condensateur série ;
   - 115 % de la capacité de transfert de puissance maximale du circuit (exprimée en ampères), calculée conformément au critère 3 de l'exigence E1 en utilisant la réactance inductive totale de la ligne.

5. Régler les relais de lignes de transport d'un réseau à faible source de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 170 % de l'amplitude maximale de défaut triphasé à l'extrémité de la ligne (exprimée en ampères).

6. Abrogé.

7. Régler les relais de ligne de transport associés aux bornes d'un centre de consommation éloigné des centrales de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal entre la charge et la source de production, quelle que soit la configuration du réseau.

8. Régler les relais de ligne de transport du côté réseau des lignes de transport qui desservent une charge distante du réseau de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal entre le réseau et la charge, quelle que soit la configuration du réseau.

9. Régler les relais de ligne de transport du côté charge des lignes de transport qui desservent une charge distante du réseau de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal entre la charge et le reseau, quelle que soit la configuration du réseau.

---

1. Lorsque des caractéristiques assignées sur 15 minutes ont été calculées et publiées pour l'exploitation en temps réel, elles peuvent être utilisées pour définir l'exigence de capacité de charge relative aux relais de protection.

10. Régler les relais de protection des transformateurs contre les défauts et les relais de ligne de transport installés sur des lignes de transport qui se terminent uniquement par un transformateur de sorte que les relais ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à la plus grande des valeurs suivantes :

- 150 % de la caractéristique assignée maximale applicable du transformateur inscrite sur la plaque signalétique (exprimée en ampères), y compris la caractéristique assignée avec refroidissement forcé correspondant aux équipements de refroidissement supplémentaires installés ;
- 115 % de la caractéristique assignée de transformateur en situation d'urgence la plus élevée établie par l'exploitant.

10.1 Régler les relais de protection de transformateur contre les défauts sensibles à la charge, le cas échéant, de sorte que les réglages de protection n'exposent pas le transformateur à un niveau et à une durée de défaut qui excèdent la capacité de tenue mécanique[2] du transformateur.

11. Dans le cas des relais de protection contre les surcharges de transformateur dont la composante charge n'est pas conforme au critère 10 de l'exigence E1, régler les relais selon l'une des façons ci-dessous :

- Régler les relais de sorte que le transformateur puisse fonctionner à une surcharge égale ou supérieure à 150 % de la caractéristique assignée maximale applicable inscrite sur la plaque signalétique ou à 115 % de la caractéristique assignée de transformateur en situation d'urgence la plus élevée établie par l'exploitant, selon la plus élevée de ces valeurs, pendant au moins 15 minutes afin de donner le temps à l'exploitant d'effectuer des actions contrôlées pour alléger la surcharge.
- Assurer la surveillance des relais au moyen d'une sonde de température d'huile de surface réglée à une température d'au moins 100 °C, ou d'une sonde de température de point chaud d'enroulement simulé réglée à une température[3] d'au moins 140 °C.

12. Lorsque la capacité désirée d'une ligne de transport est limitée par l'exigence de protéger adéquatement la ligne de transport, régler les relais de distance de la ligne de transport à un maximum de 125 % de l'impédance apparente (selon l'angle d'impédance de la ligne de transport) moyennant les contraintes ci-dessous :

a. Régler l'angle de couple maximal (MTA) à 90 degrés ou à la valeur la plus élevée admise par le fabricant.

b. Évaluer la capacité de charge des relais en ampères à leur seuil de déclenchement à une tension de 0,85 p.u. et à un angle de déphasage du facteur de puissance de 30 degrés.

---

2. Représentée par la ligne pointillée dans la norme IEEE C57, 109-1993, *IEEE Guide for Liquid-Immersed Transformer Through-Fault-Current Duration*, article 4.4, figure 4.
3. La norme IEEE C57.91 précise que les transformateurs doivent être conçus pour résister à une température de point chaud d'enroulement de 180 °C (tableaux 7 et 8) et l'annexe A avertit qu'il peut y avoir formation de bulles au-dessus de 140 °C.

c. Inclure un élément de réglage de relais d'une valeur égale à 87 % du courant calculé selon le critère 12 de l'exigence E1 lors de l'établissement des *caractéristiques assignées d'installation* du circuit.

13. Pour tout autre cas qui impose des limites à la capacité utile d'un circuit, régler les relais de protection de phase de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de ces limites.

M1. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* ou *distributeur* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des feuilles de chiffrier ou des résumés de calculs) attestant que chacun de ses relais de transport est réglé conformément à l'un des critères 1 à 13 de l'exigence E1, et doit avoir les pièces justificatives (par exemple des courbes de coordination ou des résumés de calculs) attestant que les relais réglés conformément au critère 10 n'exposent pas le transformateur associé à des niveaux et à des durées de défaut excédant les seuils établis dans la présente norme. (E1)

E2. Abrogée.

M2. Abrogée.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* qui utilise une capacité de circuit soumise à une des limites décrites aux critères 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 doit considérer la capacité de circuit calculée comme étant les *caractéristiques assignées d'installation* du circuit et doit obtenir l'accord du *coordonnateur de la planification*, de l'*exploitant de réseau de transport* et du *coordonnateur de la fiabilité* quant à la capacité de circuit calculée. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]*

M3. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* ou *distributeur* ayant des relais de transport réglés conformément au critère 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple des feuilles de chiffrier ou une base de données des *caractéristiques assignées d'installations)*, attestant qu'il a considéré la capacité de circuit calculée comme étant les *caractéristiques assignées d'installation* du circuit ainsi que les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant que les *caractéristiques assignées d'installation* résultantes ont été acceptées par le *coordonnateur de la planification*, l'*exploitant de réseau de transport* et le *coordonnateur de la fiabilité*. (E3)

E4. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* qui choisit d'utiliser le critère 2 de l'exigence E1 pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de ligne de transport doit fournir au *coordonnateur de la planification*, à l'*exploitant de réseau de transport* et au *coordonnateur de la fiabilité* une liste à jour des circuits associés à ces relais de ligne de transport au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations. *[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]*

M4. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* ou *distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 2 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni au *coordonnateur de la planification*, à l'*exploitant de réseau de transport* et au *coordonnateur de la fiabilité* une liste à jour des circuits associés aux relais de ligne de transport dans les délais prescrits. La liste à jour peut être une liste complète, une liste des changements apportés à la liste précédente ou une déclaration indiquant qu'aucun changement n'a été apporté à la liste précédente. (E4)

E5. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1 doit fournir une liste à jour des circuits associés à ces relais à son *entité régionale* au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations, afin de permettre à l'ERO de dresser une liste de tous les circuits dont les réglages de relais de protection limitent la capacité du circuit. *[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]*

M5. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* ou *distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni une liste à jour des circuits correspondants à l'*entité régionale* dans les délais prescrits. La liste à jour peut être une liste complète, une liste des changements apportés à la liste précédente ou une déclaration indiquant qu'aucun changement n'a été apporté à la liste précédente. (E5)

E6. Chaque *coordonnateur de la planification* doit effectuer une évaluation au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, en utilisant les critères de l'annexe B de la norme PRC-023-6 pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les *propriétaires d'installation de transport*, les *propriétaires d'installation de production* et les *distributeurs* doivent se conformer aux exigences E1 à E5. Le *coordonnateur de la planification* doit : *[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]*

6.1. tenir à jour une liste des circuits visés par la norme PRC-023-6, conformément aux dispositions de l'annexe B, qui précise notamment la première année civile au cours de laquelle s'applique un critère de l'annexe B de la norme PRC-023-6 ;

6.2. fournir la liste des circuits à tous les *entités régionales*, *coordonnateurs de la fiabilité*, *propriétaires d'installation de transport*, *propriétaires d'installation de production* et *distributeurs* à l'intérieur de sa zone de planification dans les 30 jours civils suivant l'établissement de la liste initiale et dans les 30 jours civils suivant toute modification apportée à la liste.

M6. Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des résultats d'analyse des écoulements de puissance, des résumés de calculs ou des rapports d'étude) attestant qu'il a utilisé les critères de l'annexe B de la norme PRC-023-6 pour déterminer les circuits situés dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à l'exigence E6. Le *coordonnateur de la planification* doit détenir une liste datée de ces circuits ainsi que les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni cette liste à tous les *coordonnateurs de la fiabilité*, *propriétaires d'installation de transport*, *propriétaires d'installation de production*, *distributeurs* et *entités régionales* à l'intérieur de sa zone de planification dans les délais prescrits. (E6)

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité : Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » *(CEA)* désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* obligatoires et exécutoires dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives : La ou les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent conserver la documentation attestant leur conformité avec les exigences E1 à E5 durant une période de trois années civiles.

Le *coordonnateur de la planification* doit conserver la documentation relative à la plus récente évaluation effectuée conformément à l'exigence E6. Le *coordonnateur de la planification* doit conserver la plus récente liste des circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la présente norme, conformément à l'exigence E6.

Si un *propriétaire d'installation de transport*, un *propriétaire d'installation de production*, un *distributeur* ou un *coordonnateur de la planification* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit déclaré conforme ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *CEA* doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.3. Processus de surveillance de la conformité et d'application des normes : Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la *norme de fiabilité*.

Niveaux de gravité des non-conformités

Exigence	Niveaux de gravité des non-conformités (VSL)			
	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable n'a utilisé aucun des critères suivants (critères 1 à 13 de l'exigence E1) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que les réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du *BES* pour toutes les situations de défaut. OU L'entité responsable n'a pas évalué la capacité de charge de relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés.
E2	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Abrogée.

Exigence	Niveaux de gravité des non-conformités (VSL)			
	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E3	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable qui utilise une capacité de circuit soumise à une des limites décrites au critère 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 n'a pas considéré la capacité de circuit calculée comme étant la *caractéristique assignée d'installation* du circuit. OU L'entité responsable n'a pas reçu l'accord du *coordonnateur de la planification*, de l'*exploitant de réseau de transport* et du *coordonnateur de la fiabilité* quant à la capacité de circuit calculée.
E4	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable n'a pas fourni au *coordonnateur de la planification*, à l'*exploitant de réseau de transport* et au *coordonnateur de la fiabilité* une liste à jour des circuits ayant des relais de ligne de transport réglés selon le critère 2 de l'exigence E1 au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations.

Exigence	Niveaux de gravité des non-conformités (VSL)			
	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E5	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable n'a pas fourni à l'*entité régionale* une liste à jour des circuits ayant des relais de ligne de transport réglés selon le critère 12 de l'exigence E1 au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations.
E6	Sans objet	Le *coordonnateur de la planification* a utilisé les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2, mais avec un intervalle de plus de 15 mois et de moins de 24 mois entre les évaluations. OU Le *coordonnateur de la planification* a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2, mais il n'a pas précisé l'année	Le *coordonnateur de la planification* a utilisé les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2, mais avec un intervalle de 24 mois ou plus entre les évaluations. OU Le *coordonnateur de la planification* a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2, mais il a fourni la liste des circuits	Le *coordonnateur de la planification* a omis d'utiliser les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme OU Le *coordonnateur de la planification* a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, mais il n'a pas satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2. OU Le *coordonnateur de la planification* a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par

Exigence	Niveaux de gravité des non-conformités (VSL)			
	Faible	Modéré	Élevé	Critique
		civile au cours de laquelle commencent à s'appliquer les critères de l'annexe B. OU Le *coordonnateur de la planification* a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2, mais il a fourni la liste des circuits aux *coordonnateurs de la fiabilité*, aux *propriétaires d'installation de transport*, aux *propriétaires d'installation de production* et aux *distributeurs* de sa zone de planification entre 31 et 45 jours après son établissement ou sa mise à jour. (6.2)	aux *coordonnateurs de la fiabilité*, aux *propriétaires d'installation de transport*, aux *propriétaires d'installation de production* et aux *distributeurs* de sa zone de planification entre 46 et 60 jours après son établissement ou sa mise à jour. (6.2)	année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, mais il n'a pas tenu à jour la liste des circuits déterminés conformément à l'exigence E6. (6.1) OU Le *coordonnateur de la planification* a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait à l'alinéa 6.1, mais il a omis de fournir la liste des circuits aux *coordonnateurs de la fiabilité*, aux *propriétaires d'installation de transport*, aux *propriétaires d'installation de production* et aux *distributeurs* de sa zone de planification ou il leur a fourni cette liste plus de 60 jours après l'avoir établie ou mise à jour. (6.2) OU Le *coordonnateur de la planification* a omis de déterminer

Exigence	Niveaux de gravité des non-conformités (VSL)			
	Faible	Modéré	Élevé	Critique
				les circuits de sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

Le document ci-après constitue un supplément explicatif à la norme. Il contient la justification technique des exigences de cette norme. Il présente des exemples de méthodes à titre d'illustration seulement, sans exclure l'utilisation d'autres méthodes comparables sur le plan technique.

Determination and Application of Practical Relaying Loadability Ratings, version 1.0, juin 2008, préparé par le Groupe de travail sur le contrôle et la protection du réseau (System Protection and Control Task Force) du comité de planification de la NERC. Document en ligne à l'adresse suivante : http://www.nerc.com/fileUploads/File/Standards/Relay_Loadability_Reference_Doc_Clean_Final_2008July3.pdf

Plan de mise en œuvre de la norme de fiabilité PRC-023-6 de la NERC

Justification technique de la norme de fiabilité PRC-023-6 de la NERC

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	12 février 2008	Approbation par le Conseil d'administration	Nouvelle norme
1	19 mars 2008	Coquille corrigée dans la dernière phrase relative au niveau de gravité critique d'une non-conformité pour l'exigence E3 : « then » doit se lire « than » dans la version anglaise	Erratum
1	18 mars 2010	Approbation par la FERC	
1	Dépôt pour approbation le 19 avril 2010	Facteur de risque de la non-conformité pour l'exigence E3 changé de « moyen » à « élevé » Niveau de gravité de la non-conformité pour les exigences E1, E2 et E3 changé à « critique » (critère binaire), conformément à l'Ordonnance 733	Révision
2	10 mars 2011 Approbation par le Conseil d'administration	Révision pour tenir compte du premier ensemble de directives énoncées dans l'Ordonnance 733 de la FERC	Révision (Projet 2010-13)
2	15 mars 2012	Ordonnance de la FERC approuvant la norme PRC-023-2 (l'approbation entre en vigueur le 7 mai 2012)	

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
3	7 novembre 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Demande SAR supplémentaire visant à clarifier l'applicabilité afin d'assurer la cohérence avec la norme PRC-025-1, plus d'autres corrections mineures
4	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Remplacement dans la version anglaise des termes « Special protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »
4	19 novembre 2015	Ordonnance de la FERC approuvant la norme PRC-023-4. Dossier RM15-13-000	
5	13 mai 2021	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	
6	4 mars 2022	Ordonnance de la FERC approuvant la norme PRC-023-5.	
7	16 février 2022	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC PRC-023-6.	
7	24 janvier 2024	Approbation de la FERC de la norme PRC-023-6 (dossier RD23-5-000).	
7	2 février 2024	Entrée en vigueur.	1er avril 2024

PRC-023-6 – Annexe A

1. La présente norme porte sur les fonctions de protection qui peuvent provoquer un déclenchement, avec ou sans temporisation sur un courant de charge, notamment :

1.1. distance de phases ;

1.2. déclenchement sur perte de synchronisme ;

1.3. enclenchement sur défaut ;

1.4. relais de surintensité ;

1.5. systèmes de protection s'appuyant sur des communications, notamment :

1.5.1. permissif à portée étendue (POTT) ;

1.5.2. permissif à portée réduite (PUTT) ;

1.5.3. blocage par comparaison directionnelle (DCB) ;

1.5.4. déblocage par comparaison directionnelle (DCUB).

1.6. éléments de surveillance de surintensité de phase (détecteurs de défaut de phase) associés à des systèmes utilisant le courant et la communication (fil pilote, comparaison de phases et courant différentiel de ligne) et ayant la capacité de provoquer un déclenchement lors d'une perte de communication.

2. Les systèmes de protection suivants ne sont pas visés par les exigences de la présente norme :

2.1. éléments de relais dont l'activation n'a lieu que sur défaut d'autres relais ou de systèmes associés, par exemple :

- éléments de surintensité qui ne sont activés qu'en cas de perte de potentiel ;
- éléments qui ne sont activés qu'en cas de perte de communication, à l'exception de ceux visés à l'alinéa 1.6 ;

2.2. systèmes de protection conçus pour la détection de fuites à la terre ;

2.3. abrogé ;

2.4. abrogé ;

2.5. éléments de relais utilisés uniquement pour des *automatismes de réseau* mis en œuvre et approuvés selon les normes de fiabilité NERC PRC-012 à PRC-017 ou leurs versions ultérieures ;

2.6. systèmes de protection conçus uniquement pour intervenir dans des délais donnant à l'opérateur au moins 15 minutes pour réagir en cas de surcharge ;

2.7. relais à émulation thermique utilisés de concert avec les *caractéristiques assignées d'installation* dynamiques ;

2.8. éléments de relais associés à des lignes à courant continu ;

2.9. éléments de relais associés aux transformateurs de convertisseurs à courant continu.

PRC-023-6 – Annexe B

Circuits à évaluer

- Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à une tension entre 100 et 200 kV;
- lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV et qui font partie du *système de production-transport d'électricité.*

Critères

Lorsque l'un des critères ci-dessous s'applique à un circuit, l'entité visée doit se conformer à la norme pour ce circuit.

B1. Le circuit est une *installation* surveillée d'une interface de transit permanente de l'*Interconnexion* de l'Est, un chemin de transfert important de l'*Interconnexion* de l'Ouest selon la définition de l'*entité régionale* ou une *installation* surveillée comparable de l'*Interconnexion* du Québec, qui a été inclus en raison de préoccupations relatives à la fiabilité liées à la charge de ce circuit, comme l'a confirmé le *coordonnateur de la planification* concerné.

B2. Le circuit est sélectionné par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* d'après les *évaluations de la planification* de l'*horizon de planification du transport à court terme* qui détectent des cas d'instabilité, de *déclenchements en cascade* ou de séparation non commandée ayant un effet négatif sur la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* pour les événements de planification.

B3. Le circuit constitue un chemin (avec l'accord de l'*exploitant d'installation de production* et de l'entité de transport) assurant l'alimentation électrique externe d'une centrale nucléaire, conformément aux *exigences relatives à l'interface de centrale nucléaire* (*NPIR*) de la norme NUC-001.

B4. Le circuit est désigné au moyen de la séquence ci-dessous d'analyses des écoulements de puissance[4] effectuées par le *coordonnateur de la planification* pour l'horizon de planification de un à cinq ans :

a. Simuler des contingences doubles sélectionnées selon des principes d'ingénierie, sans ajustement manuel au réseau entre les deux contingences (reflétant une situation dans laquelle le *répartiteur* n'aurait peut-être pas le temps d'apporter les ajustements au réseau entre les deux contingences).

b. Dans le cas des circuits exploités entre 100 et 200 kV, évaluer la charge postcontingence, en consultation avec le propriétaire de l'*installation*, par rapport à un seuil établi en fonction des *caractéristiques assignées d'installation* du circuit et utilisé dans l'étude d'écoulement de puissance par le *coordonnateur de la planification*.

4. Les analyses antérieures peuvent être utilisées à l'appui de l'évaluation si aucun changement important n'a été apporté au réseau depuis l'évaluation la plus récente.

c. Lorsque plusieurs *caractéristiques assignées d'installation* peuvent être utilisées pour un circuit dans l'étude d'écoulement de puissance, baser le seuil de sélection sur les *caractéristiques assignées d'installation* qui correspondent à la durée de charge qui est le plus près de quatre heures.

d. Le seuil de sélection du circuit varie selon la durée de charge hypothétique utilisée pour établir les *caractéristiques assignées d'installation.*

i. Si les *caractéristiques assignées d'installation* sont établies en fonction d'une durée de charge d'au plus quatre heures, le circuit doit satisfaire à la norme si la charge excède 115 % des *caractéristiques assignées d'installation.*

ii. Si les *caractéristiques assignées d'installation* sont établies en fonction d'une durée de charge de plus de quatre heures et d'au plus huit heures, le circuit doit satisfaire à la norme si la charge excède 120 % des *caractéristiques assignées d'installation*.

iii. Si les *caractéristiques assignées d'installation* sont établies en fonction d'une durée de charge de plus de huit heures, le circuit doit satisfaire à la norme si la charge excède 130 % des *caractéristiques assignées d'installation*.

e. Sont exclus les circuits exploités en configuration radiale qui desservent uniquement la charge.

B5. Le *coordonnateur de la planification* sélectionne le circuit, en consultation avec le propriétaire de l'*installation*, en se fondant sur des études techniques ou des évaluations autres que celles précisées aux critères B1 à B4.

B6. Le *coordonnateur de la planification* et le propriétaire de l'*installation* s'entendent pour inclure le circuit.

Annexe PRC-023-6-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-023-6 – Capacité de charge des relais de transport

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité : Dans l'application de cette norme, toute référence au terme « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « réseau de transport principal » ou « *RTP* » respectivement.

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière.

4.2. Circuits :

4.2.1 Circuits visés par les exigences E1 à E5 :

4.2.1.1 Lignes de *transport* exploitées à 200 kV ou plus et faisant partie du *réseau de transport principal* (*RTP*), à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *RTP*. Ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

4.2.1.2 Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV, faisant partie du *RTP* et sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.1.3 Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV, faisant partie du *RTP* et sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.1.4 Transformateurs faisant partie du *RTP* dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus.

4.2.1.5 Transformateurs dont les bornes basses tension sont raccordées à une tension d'entre 100 et 200 kV, faisant partie du *RTP* et sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.1.6 Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV, faisant partie du *RTP* et sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.2 Circuits visés par l'exigence E6 :

4.2.2.1 Lignes de *transport* faisant partie du *RTP* exploitées entre 100 et 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées entre 100 et

200 kV et faisant partie du RTP, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *RTP*. Ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

4.2.2.2 Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV et faisant partie du *RTP*, à l'exclusion des *éléments* qui relient les transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *RTP*. Ces éléments peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 3 février 2025

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 3 février 2025

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe : 1er octobre 2026

Exigences	**Applicabilité**	**Date de mise en application au Québec**
E1 à E5	Chaque *TO*, *GO* ou *DP* ayant des circuits répertoriés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6	À la plus tardive des dates suivantes : Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 39 mois après la réception d'un avis du *coordonnateur de la planification* indiquant l'inclusion d'un circuit sur une liste de circuits visés par PRC-023-6, conformément aux dispositions de l'annexe B. OU Le premier jour de la première année civile au cours de laquelle s'applique un critère de l'annexe B, sauf si le *coordonnateur de la planification* supprime le circuit de la liste avant la date d'entrée en vigueur applicable.
E6	Chaque *coordonnateur de la planification* doit effectuer sa première évaluation selon la norme PRC-023-6	Selon la première éventualité : Au cours de l'année civil suivant la date d'entrée en vigueur de la PRC-023-6 OU Dans les 15 mois suivant sa dernière évaluation selon la norme PRC-023-4 ou PRC-023-5

B. Exigences et mesures

Disposition particulière applicable à l'exigence E1 :

E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit utiliser l'un des critères suivants (exigence E1, critères 1 à 13) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que les réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du *RTP* pour toutes les situations de défaut. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit évaluer la capacité de charge des relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés. *[Facteur de risque de non-conformité (VRF) : élevé] [Horizon : planification à long terme]*

Disposition particulière applicable aux critères 10 et 11:

10. Régler les relais de protection des transformateurs contre les défauts et les relais de ligne de transport installés sur des lignes de transport qui se terminent uniquement par un transformateur de sorte que les relais ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à la plus grande des valeurs suivantes :

- Aucune disposition particulière.
- La valeur applicable parmi les suivantes :
  - 115 % de la caractéristique assignée de transformateur en situation d'urgence la plus élevée établie par l'exploitant, s'il a établi celle-ci ;
  - 100 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence de longue durée la plus élevée établie par le propriétaire du transformateur, s'il a établi celle-ci et que l'exploitant n'a pas établi la caractéristique assignée de transformateur en situation d'urgence la plus élevée.

10.1 Aucune disposition particulière.

11. Dans le cas des relais de protection contre les surcharges de transformateur dont la composante charge n'est pas conforme au critère 10 de l'exigence E1, régler les relais selon l'une des façons ci-dessous :
    - Régler les relais de sorte que le transformateur puisse fonctionner à une surcharge définie au critère 10 pendant au moins 15 minutes afin de donner le temps à l'exploitant d'effectuer des actions contrôlées pour alléger la surcharge.
    - Aucune disposition particulière.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Processus de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

Niveaux de gravité des non-conformités (VSL)

Disposition particulière applicable à l'exigence E1 :

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable n'a utilisé aucun des critères suivants (critères 1 à 13 de l'exigence E1) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que les réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du *RTP* pour toutes les situations de défaut. OU L'entité responsable n'a pas évalué la capacité de charge de relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

PRC-023-6 – Annexe A

Aucune disposition particulière.

PRC-023-6 – Annexe B

Circuits à évaluer

- Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à une tension entre 100 et 200 kV et qui font partie du *RTP*;
- lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV et qui font partie du *RTP.*

Critères

Aucune disposition particulière.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	3 février 2025	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2025-016.	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Réglages des protections en fréquence et en tension des ressources de production**

2. Numéro : PRC-024-3

3. Objet : Assurer le réglage des protections de manière que les ressources de production restent raccordées pendant des excursions de fréquence et de tension définies afin de maintenir l'alimentation du *système de production-transport d'électricité* (*BES*).

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

4.1.1. *Propriétaires d'installation de production* qui utilisent des protections indiquées à la section 4.2.1.

4.1.2. *Propriétaires d'installation de transport* (dans l'*Interconnexion* du Québec seulement) qui possèdent un transformateur élévateur de groupe de production (transformateur GSU) ou un transformateur de puissance principal (MPT[1]) faisant partie du *BES* et qui utilisent des protections indiquées à la section 4.2.1.

4.1.3. *Coordonnateurs de la planification* (dans l'*Interconnexion* du Québec seulement).

4.2. Installations[2] :

4.2.1. Protections en fréquence, en tension et de type volts/hertz (assurées par des relais ou par des fonctions intégrées aux systèmes de commande connexes) qui, en réponse à des signaux électriques : i) déclenchent directement une ou des ressources de production ; ou ii) transmettent des signaux à une ou des ressources de production afin de commander leur déclenchement ou l'arrêt de l'injection de courant par celles-ci ; et qui sont utilisées pour les équipements suivants :

4.2.1.1. ressources de production du *BES* ;

4.2.1.2. transformateurs GSU faisant partie du *BES* ;

4.2.1.3. côté haute tension d'un transformateur de service auxiliaire (UAT[3]) desservant une ou des ressources de production du *BES* ;

4.2.1.4. ressources de production décentralisées individuelles visées par l'inclusion I4 de la définition du *BES* ;

1. Aux fins de la présente norme, le terme « transformateur de puissance principal » (MPT) désigne le transformateur de puissance qui élève la tension d'un réseau collecteur de ressources de production décentralisées jusqu'à la tension nominale du réseau de transport ou de raccordement.
2. Il n'est pas obligatoire d'installer ou de mettre en fonction les protections décrites à la section 4.2.
3. Ces transformateurs, peu importe leur dénomination, servent à assurer l'ensemble de l'alimentation auxiliaire des ressources de production. Un transformateur de service auxiliaire est raccordé au jeu de barres de production, entre le côté basse tension du GSU et les bornes de la ressource de production.

4.2.1.5. *éléments* conçus principalement pour acheminer la puissance à partir de ressources de production décentralisées individuelles visées par l'inclusion I4 de la définition du *BES* jusqu'au point où la puissance combinée de ces ressources dépasse 75 MVA ;

4.2.1.6. MPT[4] de ressources visées par l'inclusion I4 de la définition du *BES*.

4.2.2. **Exemptions :** Protections de tous les équipements auxiliaires situés dans l'*installation* de production.

5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre de la norme PRC-024-3.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit régler sa protection en fréquence[5] visée conformément à l'annexe 1 de la norme PRC-024, de manière qu'elle ne commande pas le déclenchement de la ressource de production ou l'arrêt de l'injection de courant par celle-ci dans les limites de la « zone de non-déclenchement » pendant une excursion de fréquence, sous réserve des exceptions suivantes :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

- Une protection en fréquence visée peut être réglée pour déclencher la ressource ou arrêter l'injection de courant par celle-ci dans une partie de la « zone de non-déclenchement » en raison de limitations réglementaires ou d'équipement dûment documentées et communiquées conformément à l'exigence E3.

M1. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant que la protection en fréquence visée a été réglée conformément à l'exigence E1. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : fiches de réglage, fiches d'étalonnage, calculs ou autres documents datés.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit régler sa protection en tension[5] visée conformément à l'annexe 2 de la norme PRC-024, de manière qu'elle ne commande pas le déclenchement de la ressource de production ou l'arrêt de l'injection de courant par celle-ci dans les limites de la « zone de non-déclenchement » pendant une excursion de tension du côté haute tension du transformateur GSU ou du MPT, sous réserve des exceptions suivantes :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

- Si le *planificateur de réseau de transport* permet des réglages de protection en tension moins rigoureux que ceux prescrits à l'annexe 2 de la norme PRC-024, le *propriétaire d'installation de production* peut régler la protection à l'intérieur des caractéristiques de rétablissement de la tension établies par une étude du *planificateur de réseau de transport* pour un secteur particulier.

---

4. Aux fins de la présente norme, le terme « transformateur de puissance principal » (MPT) désigne le transformateur de puissance qui élève la tension d'un réseau collecteur de ressources de production décentralisées jusqu'à la tension nominale du réseau de transport ou de raccordement.
5. Protections en fréquence, en tension et de type volts/hertz (assurées par des relais ou par des fonctions intégrées aux systèmes de commande connexes) qui, en réponse à des signaux électriques : i) déclenchent directement une ou des ressources de production ; ou ii) transmettent des signaux à une ou des ressources de production afin de commander leur déclenchement ou l'arrêt de l'injection de courant par celles-ci.

- Une protection en tension visée peut être réglée pour commander le déclenchement de la ressource ou l'arrêt de l'injection de courant par celle-ci dans une partie de la « zone de non-déclenchement » pendant une excursion de tension en raison de limitations réglementaires ou d'équipement dûment documentées et communiquées conformément à l'exigence E3.

M2. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant que la protection en tension visée a été réglée conformément à l'exigence E2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : fiches de réglage, graphiques tension-temps, fiches d'étalonnage, tracés de coordination, études de simulation dynamique, calculs ou autres documents datés.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit documenter chaque limitation réglementaire ou d'équipement[6] connue qui empêche une ou des ressources de production visées ayant une protection en fréquence ou en tension de respecter les critères de réglage de protection de l'exigence E1 ou E2, notamment au moyen de résultats d'études, de l'expérience d'un événement réel ou de l'avis d'un fabricant.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

3.1. Le *propriétaire d'installation de production* doit communiquer toute limitation réglementaire ou d'équipement documentée, ou tout retrait d'une telle limitation documentée précédemment, à son *coordonnateur de la planification* et à son *planificateur de réseau de transport* dans les 30 jours civils suivant les événements suivants :

- le constat d'une limitation réglementaire ou d'équipement ;
- l'élimination d'une limitation par suite de la réparation de l'équipement qui causait cette limitation ;
- l'élimination d'une limitation par suite du remplacement de l'équipement qui causait la limitation ;
- la création ou l'ajustement d'une limitation d'équipement causée par l'épuisement de la tolérance cumulative d'excursion de fréquence pour la durée de vie d'une turbine.

M3. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a documenté et communiqué toutes les limitations réglementaires ou d'équipement connues qui entraînent une dérogation aux exigences E1 ou E2, conformément à l'exigence E3. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : courriel ou lettre contenant une documentation pertinente (résultats d'étude, expérience d'un événement réel, avis d'un fabricant, etc.).

6. À l'exclusion des limitations qui découlent de la capacité de réglage des relais utilisés pour la protection en fréquence, en tension et de type volts/hertz des ressources de production. Cette exclusion ne s'étend pas aux limitations qui ont leur origine dans l'équipement protégé par le relais. Elle ne s'étend pas non plus aux limitations des protections en fréquence, en tension et de type volts/hertz intégrées aux systèmes de commande.

E4. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir ses réglages de protection visés par les exigences E1 et E2 au *coordonnateur de la planification* ou au *planificateur de réseau de transport* qui modélise les ressources de production en cause, dans un délai de 60 jours civils après en avoir reçu la demande écrite, et dans un délai de 60 jours civils après tout changement à des réglages demandés précédemment, à moins que le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* demandeur n'indique que la déclaration des changements de réglage n'est pas requise.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

M4. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a communiqué les réglages de protection visés conformément à l'exigence E4. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : courriels, lettres ou autres documents, et copies de toute demande reçue pour cette information.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

L'entité responsable doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité aux exigences E1 à E4 pendant trois ans ou jusqu'à l'audit suivant, selon la durée la plus longue.
- Si un *propriétaire d'installation de production* est jugé non conforme, le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

1.3. Programme de surveillance et d'évaluation de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *propriétaire d'installation de production* n'a pas réglé sa protection en fréquence visée de manière qu'elle ne commande pas le déclenchement de la ressource ou l'arrêt de l'injection de courant conformément à l'exigence E1.
E2.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *propriétaire d'installation de production* n'a pas réglé sa protection en tension visée de manière qu'elle ne commande pas le déclenchement de la ressource ou l'arrêt de l'injection de courant conformément à l'exigence E2.
E3.	Le *propriétaire d'installation de production* a documenté une limitation d'équipement connue (non liée au système de protection) qui l'empêche de respecter les critères de l'exigence E1 ou E2, puis a communiqué cette limitation à son *coordonnateur de la planification* et à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de plus de 30 jours civils mais d'au plus 60 jours civils après avoir constaté cette limitation.	Le *propriétaire d'installation de production* a documenté une limitation d'équipement connue (non liée au système de protection) qui l'empêche de respecter les critères de l'exigence E1 ou E2, puis a communiqué cette limitation à son *coordonnateur de la planification* et à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de plus de 60 jours civils mais d'au plus 90 jours civils après avoir constaté cette limitation.	Le *propriétaire d'installation de production* a documenté une limitation d'équipement connue (non liée au système de protection) qui l'empêche de respecter les critères de l'exigence E1 ou E2, puis a communiqué cette limitation à son *coordonnateur de la planification* et à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de plus de 90 jours civils mais d'au plus 120 jours civils après avoir constaté cette limitation.	Le *propriétaire d'installation de production* a omis de documenter une limitation d'équipement connue (non liée au système de protection) qui l'empêche de respecter les critères de l'exigence E1 ou E2. OU Le *propriétaire d'installation de production* n'a pas communiqué une limitation documentée à son *coordonnateur de la planification* et à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				120 jours civils après avoir constaté cette limitation.
E4.	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni ses réglages de protection dans un délai de plus de 60 jours civils mais d'au plus 90 jours civils après tout changement à ces réglages. OU Le *propriétaire d'installation de production* a fourni ses réglages de protection dans un délai de plus de 60 jours civils mais d'au plus 90 jours civils après une demande écrite.	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni ses réglages de protection dans un délai de plus de 90 jours civils mais d'au plus 120 jours civils après tout changement à ces réglages. OU Le *propriétaire d'installation de production* a fourni ses réglages de protection dans un délai de plus de 90 jours civils mais d'au plus 120 jours civils après une demande écrite.	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni ses réglages de protection dans un délai de plus de 120 jours civils mais d'au plus 150 jours civils après tout changement à ces réglages. OU Le *propriétaire d'installation de production* a fourni ses réglages de protection dans un délai de plus de 120 jours civils mais d'au plus 150 jours civils après une demande écrite.	Le *propriétaire d'installation de production* n'a pas fourni ses réglages de protection dans un délai de 150 jours civils après tout changement à ces réglages. OU Le *propriétaire d'installation de production* n'a pas fourni ses réglages de protection dans un délai de 150 jours civils après une demande écrite.

D. Différences régionales

D.A. Différence régionale pour l'*Interconnexion* du Québec

Cette différence régionale étend la portée des exigences E1, E3 et E4 aux *propriétaires d'installation de transport* de l'*Interconnexion* du Québec qui possèdent un transformateur GSU ou un MPT faisant partie du *BES* et qui utilisent une protection mentionnée à la section 4.2.1. En outre, cette différence régionale remplace intégralement l'exigence E2 de la norme de portée continentale et ajoute une nouvelle exigence, numérotée D.A.5, qui vise les *coordonnateurs de la planification* de l'*Interconnexion* du Québec.

Dans les exigences E1, E3 et E4, toutes les mentions « *propriétaire d'installation de production* » sont remplacées par « *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* ».

L'exigence E2 de la norme de portée continentale est remplacée intégralement par le texte suivant :

D.A.2 Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit régler sa protection en tension[5] visée conformément à l'annexe 2a de la norme PRC-024 de manière qu'elle ne commande pas le déclenchement de la ressource de production ou l'arrêt de l'injection de courant par celle-ci dans les limites de la « zone de non-déclenchement » pendant une excursion du côté haute tension du transformateur GSU ou du MPT, sous réserve des exceptions suivantes :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

- Dans le cas des centrales électriques nouvellement désignées comme stratégiques, les protections visées doivent être mises en conformité avec les durées de surtension établies pour ces centrales dans un délai de 48 mois civils suivant la notification transmise selon l'exigence D.A.5. Pendant ce délai de transition, les protections en tension doivent au moins respecter les durées de surtension applicables à « toutes les centrales ».
- Il est permis de régler la protection d'une ressource de production de manière à commander le déclenchement de cette ressource ou l'arrêt de l'injection de courant par celle-ci pendant une excursion de tension dans les limites de la « zone de non-déclenchement » de l'annexe 2a de la norme PRC-024, dans le cas de limitations réglementaires ou d'équipement documentées et communiquées conformément à l'exigence E3.
- Si le *planificateur de réseau de transport* permet des réglages de protection en tension moins rigoureux que ceux prescrits à l'annexe 2a de la norme PRC-024, le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* peut régler la protection à l'intérieur des caractéristiques de rétablissement de la tension établies par une étude du *planificateur de réseau de transport* pour un secteur particulier.

- Les réglages de protection en tension des ressources raccordées au moyen d'onduleurs peuvent être établis de manière à arrêter momentanément l'injection de courant pendant une excursion du côté haute tension du MPT dans les limites de la « zone de non-déclenchement » de l'annexe 2a de la norme PRC-024, dans les conditions suivantes :
    - après un délai minimal de 0,022 s, lorsque la tension de composante directe dépasse 1,25 par unité (p.u.). Le fonctionnement normal doit reprendre lorsque la tension du côté haute tension du MPT redescend sous 1,25 p.u. ;
    - après un délai minimal de 0,022 s, lorsque les tensions efficaces (RMS) phase-terre, mesurées aux bornes de la ressource de production, dépassent 1,4 p.u. pour une ou plusieurs phases. Le fonctionnement normal doit reprendre lorsque la tension de composante directe du côté haute tension du MPT redescend sous 1,25 p.u.

M.D.A.2 Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit avoir des pièces justificatives attestant que la protection en tension visée a été réglée conformément à l'exigence E2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : fiches de réglage, graphiques tension-temps, fiches d'étalonnage, tracés de coordination, études de simulation dynamique, calculs ou autres documents datés.

Cette différence régionale comporte l'exigence supplémentaire suivante :

D.A.5 Chaque *coordonnateur de la planification* doit désigner, au moins une fois toutes les cinq années civiles, les centrales stratégiques assujetties à l'annexe 2a et aviser, dans les 30 jours civils suivant une telle désignation, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* qui possède des installations[7] dans ces centrales stratégiques. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]*

M.D.A.5 Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a désigné, au moins une fois toutes les cinq années civiles, des centrales stratégiques conformément à l'exigence D.A.5, et des pièces justificatives datées attestant que chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* concerné a été avisé conformément à l'exigence D.A.5. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : lettres, courriels, fichiers électroniques ou copies papier attestant que l'information a été transmise.

7. Ces installations dans les centrales électriques stratégiques comprennent les équipements situés en aval de la ressource de production, jusqu'au MPT ou au transformateur GSU inclusivement.

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Cette variante régionale modifie les descriptions de VSL de l'exigence E2 et ajoute des descriptions de VSL pour l'exigence D.A.5.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
D.A.2.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* n'a pas réglé sa protection en tension visée de manière qu'elle ne commande pas le déclenchement de la ressource ou l'arrêt de l'injection de courant conformément à l'exigence D.A.2. OU Le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* a réglé sa protection en tension visée conformément à l'exigence D.A.2, mais ne l'a pas fait dans le cas d'une centrale stratégique dans un délai de 48 mois suivant une notification.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
D.A.5.	Sans objet	Le *coordonnateur de la planification* a désigné les centrales stratégiques au moins une fois toutes les cinq années civiles, mais a avisé chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* qui possède des installations dans ces centrales dans un délai de 31 à 45 jours après cette désignation.	Le *coordonnateur de la planification* a désigné les centrales stratégiques au moins une fois toutes les cinq années civiles, mais a avisé chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* qui possède des installations dans ces centrales dans un délai de 46 à 60 jours après cette désignation.	Le *coordonnateur de la planification* n'a pas désigné les centrales stratégiques assujetties à l'annexe 2a au moins une fois toutes les cinq années civiles. OU Le *coordonnateur de la planification* n'a pas avisé chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* qui possède des installations dans les centrales stratégiques désignées, ou les a avisés plus de 60 jours après cette désignation.

E. Documents connexes

Plan de mise en œuvre

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	9 mai 2013	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	
1	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC approuvant la norme PRC-024-1 (l'ordonnance entre en vigueur le 1er juillet 2016)	
2	12 février 2015	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Norme révisée dans le cadre du projet 2014-01 : applicabilité révisée afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du *BES*
2	29 mai 2015	Lettre d'ordonnance de la FERC approuvant la norme PRC-024-2 (dossier RD15-3-000)	Modifications visant à établir l'applicabilité aux propriétaires de ressources de production décentralisées
3	6 février 2020	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Norme révisée dans le cadre du projet 2018-04
3	9 juillet 2020	Lettre d'ordonnance de la FERC approuvant la norme PRC-024-3 (dossier RD20-7-000)	

Annexe 1
(Limites de non-déclenchement en fréquence des différentes *Interconnexions*[8])

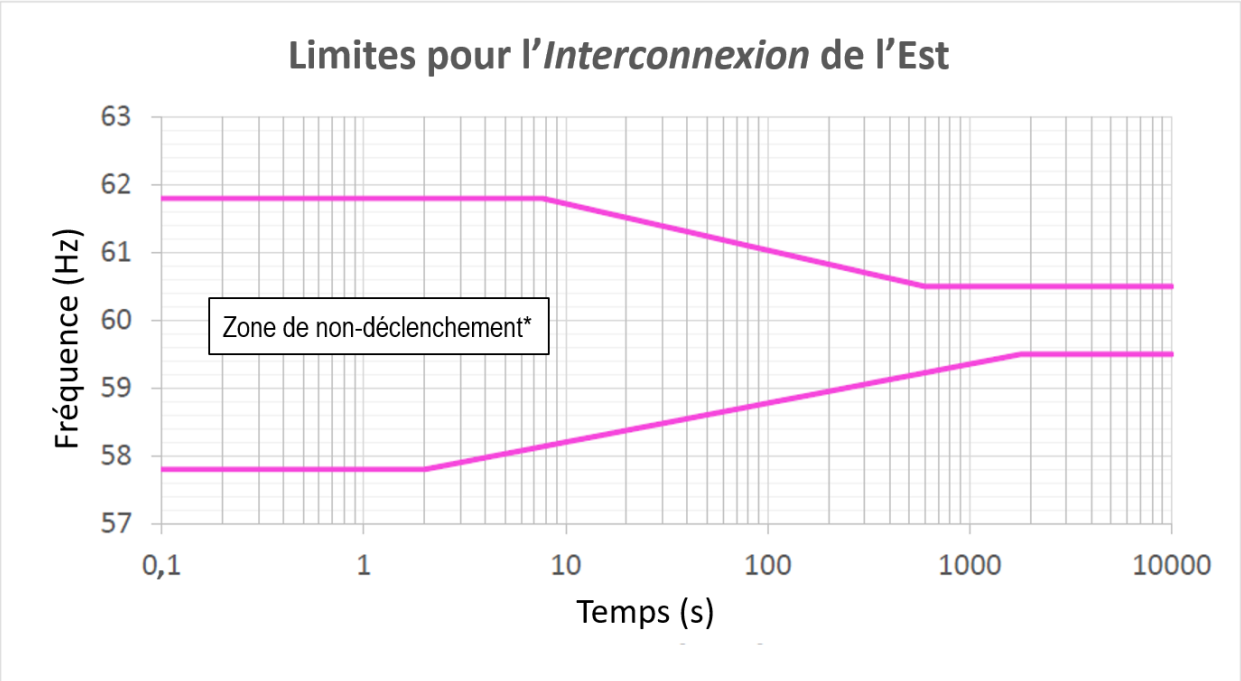


Figure 1

* L'aire extérieure à la « zone de non-déclenchement » ne correspond pas à une « zone de déclenchement obligatoire ».

Valeurs des limites de fréquence – *Interconnexion* de l'Est

Durée de la surfréquence		Durée de la sous-fréquence	
Fréquence (Hz)	Durée minimale (s)	Fréquence (Hz)	Durée minimale (s)
≥61,8	Déclenchement instantané[9]	≤57,8	Déclenchement instantané[9]
≥60,5	$10^{(90,935-1,45713*f)}$	≤59,5	$10^{(1,7373*f-100,116)}$
<60,5	Fonctionnement continu	>59,5	Fonctionnement continu

Tableau 1

8. Les figures ne représentent pas visuellement les limites de la « zone de non-déclenchement » avant 0,1 s et après 10 000 s. Le tableau des valeurs des limites de fréquence définit intégralement les limites de la « zone de non-déclenchement ».
9. La fréquence se calcule à l'intérieur d'une fenêtre temporelle. Bien que les limites de fréquence puissent suggérer l'option d'un déclenchement instantané pour les fréquences extérieures à la plage spécifiée, l'exécution de ce calcul nécessite une fenêtre temporelle. La durée typique de cette fenêtre ou de ce filtrage est comprise entre 3 et 6 cycles (50 et 100 ms). Des réglages de déclenchement instantané basés sur une mesure de fréquence calculée instantanément ne sont pas admis.

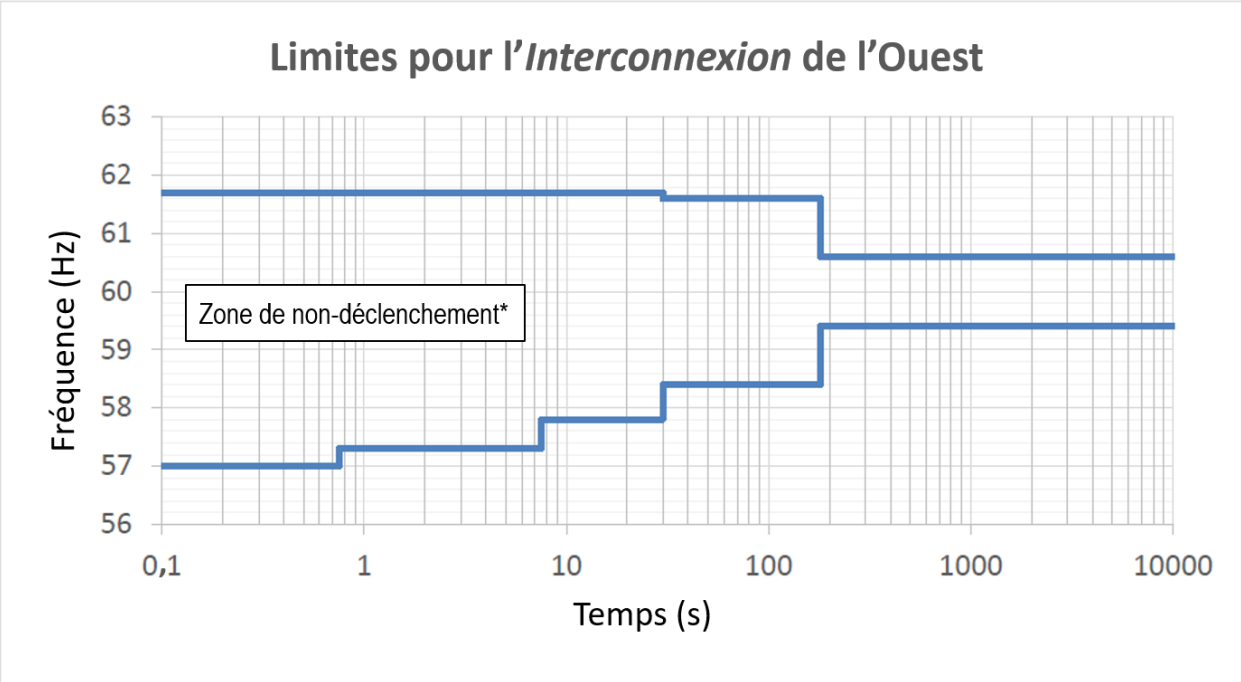


Figure 2

* L'aire extérieure à la « zone de non-déclenchement » ne correspond pas à une « zone de déclenchement obligatoire ».

Valeurs des limites de fréquence – *Interconnexion* de l'Ouest

Durée de la surfréquence		Durée de la sous-fréquence	
Fréquence (Hz)	**Durée minimale (s)**	**Fréquence (Hz)**	**Durée minimale (s)**
≥61,7	Déclenchement instantané[9]	≤57,0	Déclenchement instantané[9]
≥61,6	30	≤57,3	0,75
≥60,6	180	≤57,8	7,5
<60,6	Fonctionnement continu	≤58,4	30
		≤59,4	180
		>59,4	Fonctionnement continu

Tableau 2

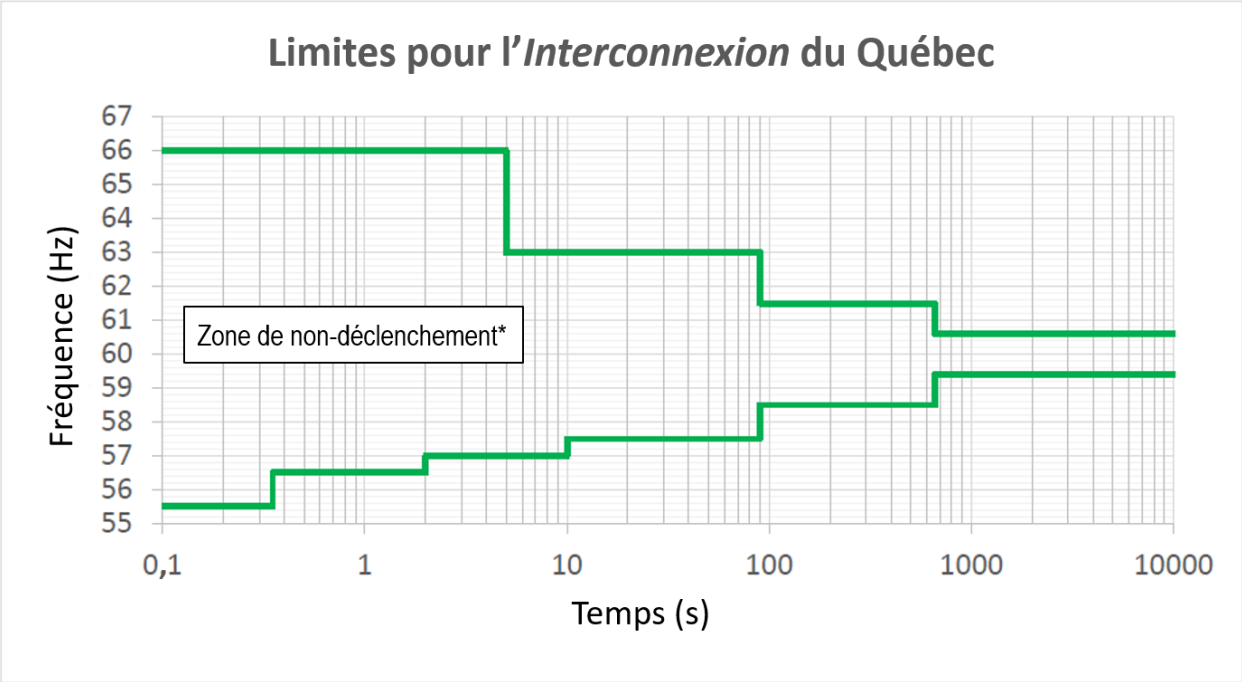


Figure 3

* L'aire extérieure à la « zone de non-déclenchement » ne correspond pas à une « zone de déclenchement obligatoire ».

Valeurs des limites de fréquence – *Interconnexion* du Québec

Durée de la surfréquence		Durée de la sous-fréquence	
Fréquence (Hz)	Durée minimale (s)	Fréquence (Hz)	Durée minimale (s)
>66,0	Déclenchement instantané[9]	<55,5	Déclenchement instantané[9]
≥63,0	5	≤56,5	0,35
≥61,5	90	≤57,0	2
≥60,6	660	≤57,5	10
<60,6	Fonctionnement continu	≤58,5	90
		≤59,4	660
		>59,4	Fonctionnement continu

Tableau 3

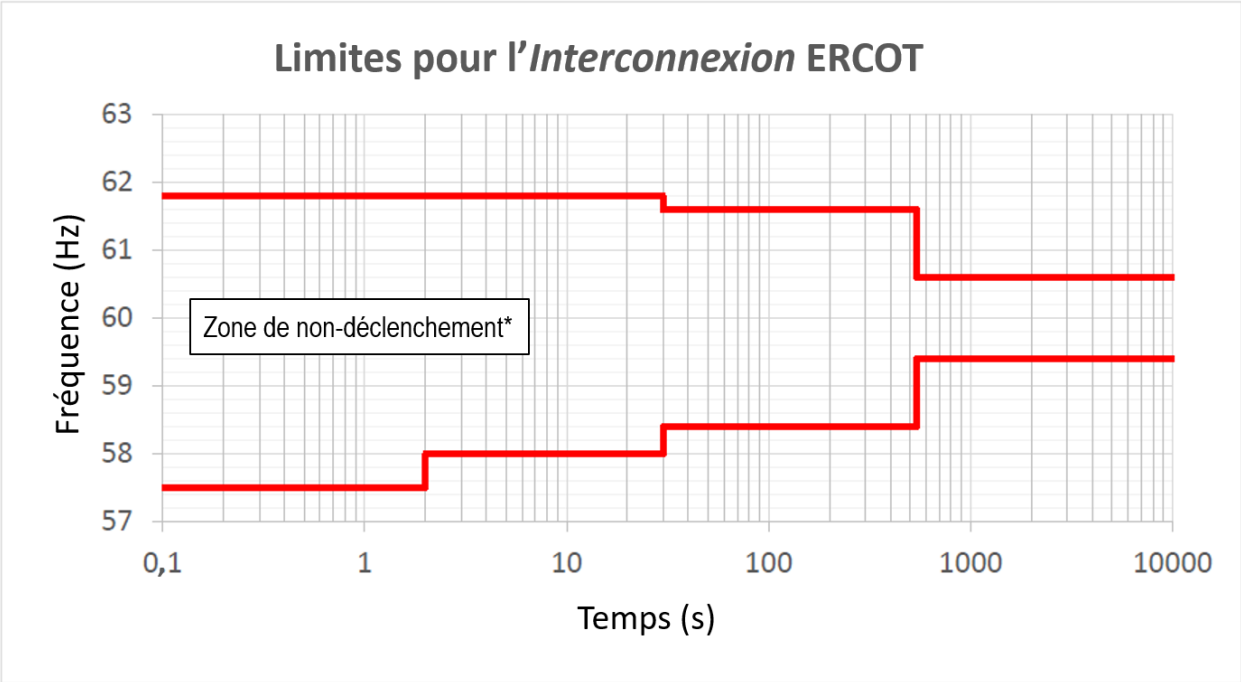


Figure 4

* L'aire extérieure à la « zone de non-déclenchement » ne correspond pas à une « zone de déclenchement obligatoire ».

Valeurs des limites de fréquence – *Interconnexion* ERCOT

Durée de la surfréquence		Durée de la sous-fréquence	
Fréquence (Hz)	**Durée minimale (s)**	**Fréquence (Hz)**	**Durée minimale (s)**
≥61,8	Déclenchement instantané[9]	≤57,5	Déclenchement instantané[9]
≥61,6	30	≤58,0	2
≥60,6	540	≤58,4	30
<60,6	Fonctionnement continu	≤59,4	540
		>59,4	Fonctionnement continu

Tableau 4

PRC-024 – Annexe 2

(Limites de non-déclenchement en tension – *Interconnexions* de l'Est, de l'Ouest et ERCOT)

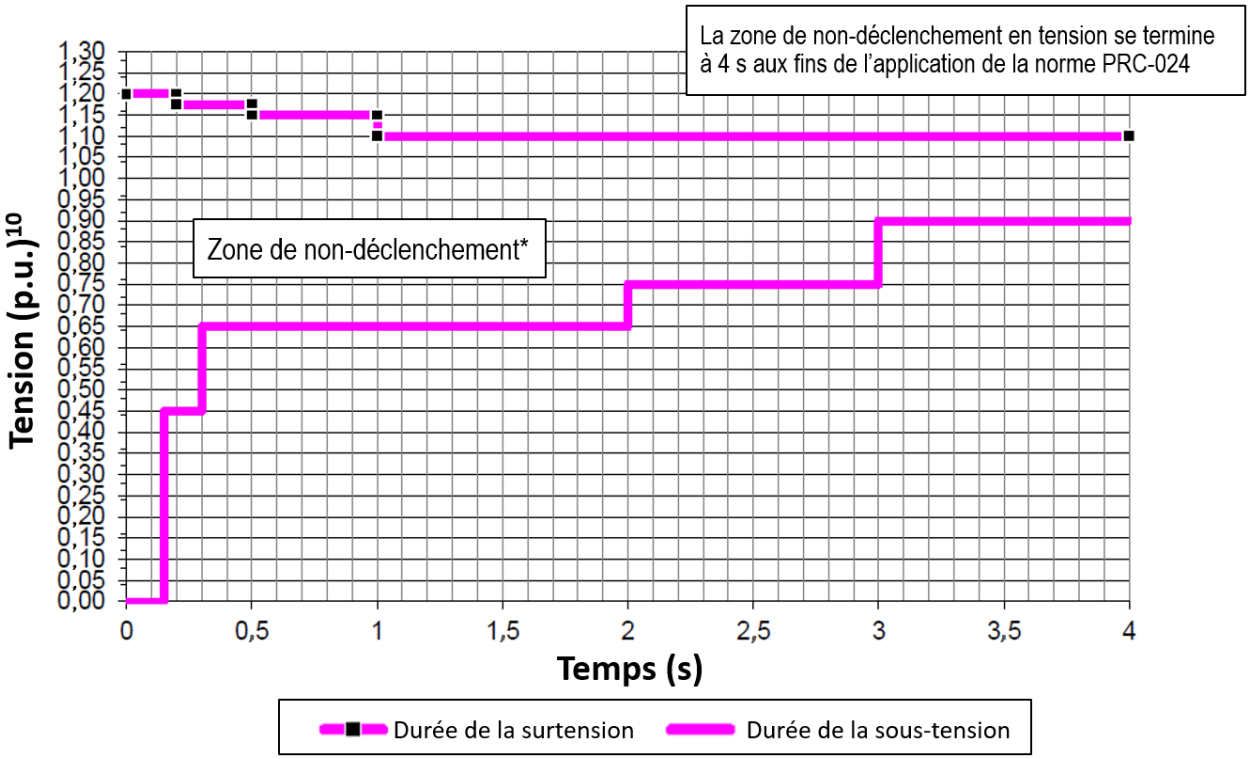


Figure 1

* L'aire extérieure à la « zone de non-déclenchement » ne correspond pas à une « zone de déclenchement obligatoire ».

Valeurs des limites de tension

Durée de la surtension		Durée de la sous-tension	
Tension (p.u.)	Durée minimale (s)	Tension (p.u.)	Durée minimale (s)
≥1,200	0,00	<0,45	0,15
≥1,175	0,20	<0,65	0,30
≥1,15	0,50	<0,75	2,00
≥1,10	1,00	<0,90	3,00
<1,10	4,00	≥0,90	4,00

Tableau 1

[10] Tension du côté haute tension du transformateur GSU ou du MPT.

Annexe 2 : Éclaircissements sur les limites de tension – *Interconnexions* de l'Est, de l'Ouest et ERCOT

Détails sur les limites

1. Sauf indication particulière du *planificateur de réseau de transport*, l'unité de base de tension pour ces limites est la tension nominale du réseau de transport (100 kV, 115 kV, 138 kV, 161 kV, 230 kV, 345 kV, 400 kV, 500 kV, 765 kV, etc.).
2. Les valeurs du tableau représentent les durées minimales permises pour les seuils d'excursion de tension spécifiés.
3. Pour évaluer une protection volts/hertz, soit prendre comme base la fréquence du réseau de 60 Hz, soit ajuster la limite de surtension en proportion des écarts de fréquence au-dessous de 60 Hz.
4. Pour les tensions du graphique, on présume que la tension efficace phase-terre ou phase-phase par unité (p.u.) est à la fréquence fondamentale.
5. Aux fins de l'application de la norme PRC-024, la « zone de non-déclenchement » se termine à 4 s.

Évaluation des réglages de protection

Les limites de tension présentées à l'annexe 2 sont les valeurs du côté haute tension du transformateur GSU ou du MPT. Pour les ressources de production comportant plusieurs étages d'élévation en amont de la tension de raccordement, il s'agit des valeurs du côté haute tension du transformateur dont le côté basse tension est à moins de 100 kV et le côté haute tension à 100 kV ou plus. Lorsqu'on évalue les réglages de protection, il convient de tenir compte des écarts de tension entre le point où la protection mesure la tension et le côté haute tension du transformateur GSU ou du MPT. On peut utiliser un calcul en régime permanent ou une simulation dynamique.

Pour un calcul en régime permanent ou une simulation dynamique, utiliser les conditions suivantes pour l'évaluation des réglages des protections :

a. Adopter les conditions de charge réelle et réactive les plus probables pour la ressource de production étudiée.
b. Considérer que tout l'équipement de soutien réactif installé à la centrale (compensateurs statiques, compensateurs synchrones, condensateurs, etc.) est disponible et fonctionne normalement.
c. Tenir compte de la position réelle de la prise de transformateur entre les bornes de la ressource de production et le côté haute tension du transformateur GSU ou du MPT.
d. Dans le cas d'une simulation dynamique, considérer que le régulateur automatique de tension est en mode de réglage automatique de la tension et que les limiteurs connexes sont en service.

PRC-024 – Annexe 2a
(Limites de non-déclenchement en tension – *Interconnexion* du Québec)

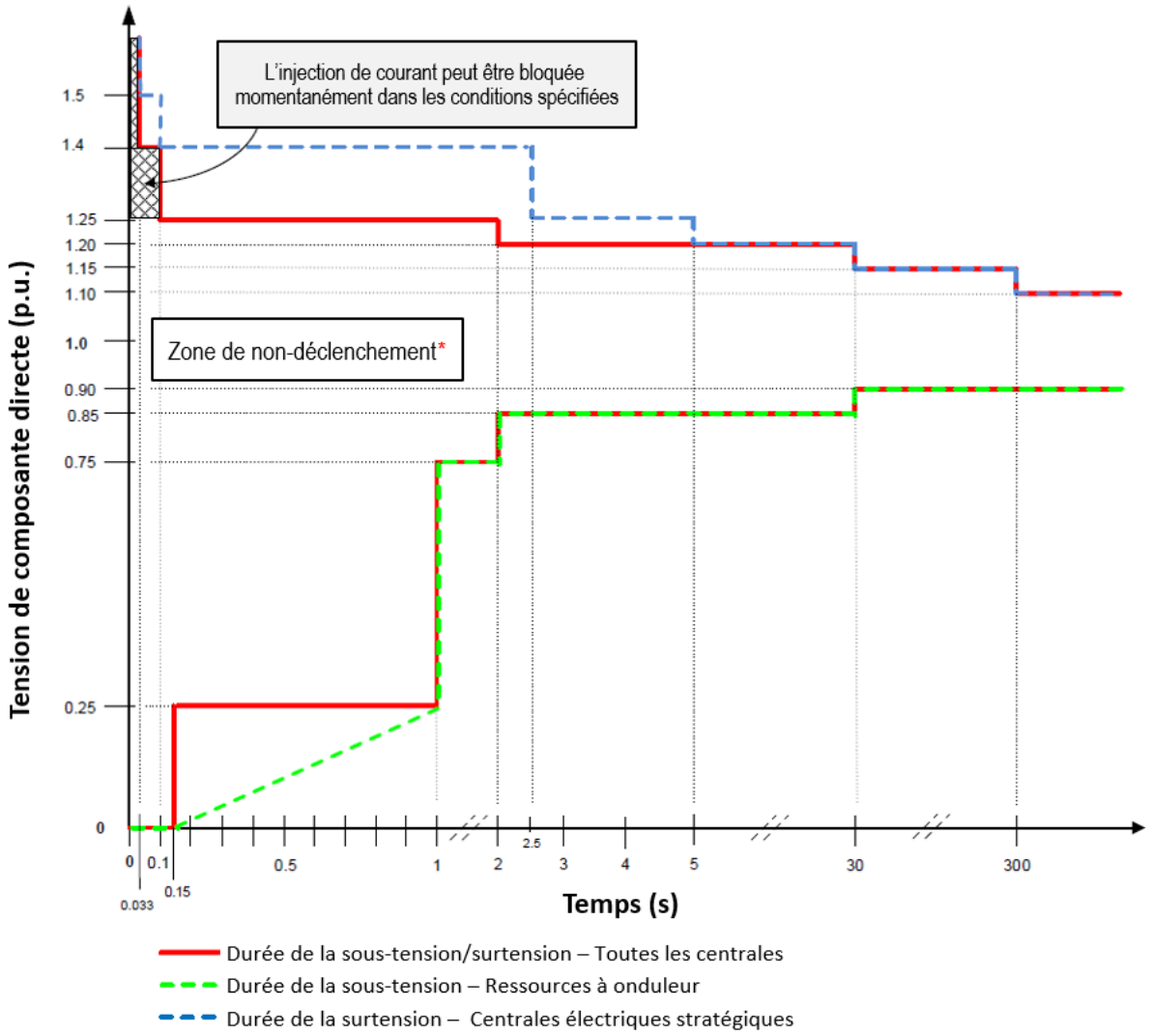


Figure 1

* L'aire extérieure à la « zone de non-déclenchement » ne correspond pas à une « zone de déclenchement obligatoire ».

Valeurs des limites de tension – *Interconnexion* du Québec

Durée de la surtension pour toutes les centrales		Durée de la surtension pour les centrales stratégiques	
Tension (p.u.)	Durée minimale (s)	Tension (p.u.)	Durée minimale (s)
–	–	>1,50	0,033
>1,40	0,033	>1,40	0,10
>1,25	0,10	>1,25	2,50
>1,20	2,00	>1,20	5,00
>1,15	30	>1,15	30
>1,10	300	>1,10	300
≤1,10	Fonctionnement continu	≤1,10	Fonctionnement continu

Tableau 1

Valeurs des limites de tension – *Interconnexion* du Québec

Durée de la sous-tension pour toutes les centrales		Durée de la sous-tension pour les ressources raccordées au moyen d'onduleurs	
Tension (p.u.)	Durée minimale (s)	Tension (p.u.)	Durée minimale (s)
<0,25	0,15	<0,25	3,4*V(pu)+0,15
<0,75	1,00	<0,75	1,00
<0,85	2,00	<0,85	2,00
<0,90	30	<0,90	30
≥0,90	Fonctionnement continu	≥0,90	Fonctionnement continu

Tableau 2

Annexe 2a : Éclaircissements sur les limites de tension – *Interconnexion* du Québec

Détails sur les limites

1. L'unité de base de tension pour ces limites est la tension nominale d'exploitation du réseau de transport (120 kV, 161 kV, 230 kV, 315 kV, 735 kV, etc.).
2. Les valeurs des tableaux représentent les durées minimales permises pour les seuils d'excursion de tension spécifiés.
3. Pour évaluer une protection volts/hertz, soit prendre comme base la fréquence du réseau de 60 Hz, soit ajuster la limite de surtension en proportion des écarts de fréquence au-dessous de 60 Hz.
4. Pour les limites de tension dans l'*Interconnexion* du Québec, on présume qu'il s'agit de valeurs de composante directe.

Évaluation des réglages de protection

Les limites de tension présentées à l'annexe 2a sont les valeurs du côté haute tension du transformateur GSU ou du MPT. Pour les ressources de production comportant plusieurs étages d'élévation en amont de la tension de raccordement, il s'agit des valeurs du côté haute tension du transformateur à la tension de raccordement. Lorsqu'on évalue les réglages de protection, il convient de tenir compte des écarts de tension entre le point où la protection mesure la tension et le côté haute tension du transformateur GSU ou du MPT. On peut utiliser un calcul en régime permanent ou une simulation dynamique.

Pour un calcul en régime permanent ou une simulation dynamique, utiliser les conditions suivantes pour l'évaluation des réglages des protections :

a. Adopter les conditions de charge réelle et réactive les plus probables pour la ressource de production étudiée.
b. Considérer que tout l'équipement de soutien réactif installé à la centrale (compensateurs statiques, compensateurs synchrones, condensateurs, etc.) est disponible et fonctionne normalement.
c. Tenir compte de la position réelle de la prise de transformateur entre les bornes de la ressource de production et le côté haute tension du transformateur GSU ou du MPT.
d. Dans le cas d'une simulation dynamique, considérer que le régulateur de tension fonctionne en mode automatique et que les limiteurs connexes sont en service.

Annexe PRC-024-3-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-024-3 – Réglages des protections en fréquence et en tension des ressources de production

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière.

4.2. Installations

Les *installations* visées par cette norme sont les *installations* du r*éseau de transport principal* (*RTP*).

Toutes les occurrences du terme « *BES* » sont remplacées par « *RTP* ».

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : 21 décembre 2021

5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : 21 décembre 2021

5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe : 1er juillet 2025

Les *installations* qui étaient visées par la norme PRC-024-1 doivent respecter les dates de mises en application indiquées au tableau suivant :

Exigences	Applicabilité	Dates de mise en application au Québec
E1 à E4	Au moins 40 % de ses *installation*s visées	1er octobre 2018
	Au moins 60 % de ses *installation*s visées	1er octobre 2019
	Au moins 80 % de ses *installation*s visées	1er octobre 2020
	100 % de ses *installation*s visées	1er octobre 2021

Les *installation*s qui étaient visées par la norme PRC-024-2 doivent respecter les dates de mises en application indiquées au tableau suivant :

Exigences	Applicabilité	Dates de mise en application au Québec
E1 à E4	Au moins 40 % de ses *installation*s visées	1er juillet 2022
	Au moins 60 % de ses *installation*s visées	1er juillet 2023
	Au moins 80 % de ses *installation*s visées	1er juillet 2024
	100 % de ses *installation*s visées	1er juillet 2025

Les *installation*s visées par la norme PRC-024-3 doivent respecter les dates de mises en application indiquées au tableau suivant :

Exigences	Applicabilité	Dates de mise en application au Québec
Toutes les exigences (E1 à E4, D.A.5) sauf l'exigence D.A.2	100% de ses *installation*s visées	1er juillet 2025
D.A.2	Au moins 50 % de ses *installation*s visées	1er juillet 2025
	Au moins 70 % de ses *installation*s visées	1er juillet 2027
	100 % de ses *installation*s visées	1er juillet 2030

B. Exigences et mesures

Disposition particulière relative à l'exigence E1 :

Les ressources raccordées au moyen d'onduleurs, les centrales thermiques ainsi que les centrales munies de génératrices asynchrones doivent respecter les courbes à l'annexe 1, comme le prescrit l'exigence E1, bien qu'elles puissent être déclenchées lorsque la fréquence est ≥ 61,7 Hz.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance et d'évaluation de la conformité

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Toutes les occurrences du terme « *BES* » sont remplacées par « *RTP* ».

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière.

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

PRC-024 – Annexe 1

Aucune disposition particulière.

PRC-024 – Annexe 2

Aucune disposition particulière.

PRC-024 – Annexe 2a

Disposition particulière relative aux détails sur les limites de tension:

Il est acceptable qu'une mesure de la valeur efficace (RMS) de la surtension ou sous-tension (phase-phase ou phase-terre) soit utilisée pourvu que le déclenchement associé à ces protections ne survienne que lorsque cette surtension ou sous-tension est présente simultanément sur les trois phases.

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	21 décembre 2021	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2021-168.	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** **Capacité de charge des relais de groupe de production**

2. **Numéro :** **PRC-025-2**

3. **Objet :** Régler les relais de protection sensibles à la charge associés aux *installations* de production de manière à éviter les déclenchements inutiles des groupes de production pendant une perturbation du réseau pour des conditions qui ne posent pas de risque de dommage à l'équipement associé.

4. **Applicabilité :**

   4.1. Entités fonctionnelles :

   4.1.1. *Propriétaire d'installation de production* qui utilise des relais de protection sensibles à la charge[1] aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 4.2, Installations.

   4.1.2. *Propriétaire d'installation de transport* qui utilise des relais de protection sensibles à la charge[1] aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 4.2, Installations.

   4.1.3. *Distributeur* qui utilise des relais de protection sensibles à la charge[1] aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 4.2, Installations.

   4.2. Installations : Les *éléments* suivants associés aux groupes de production et aux centrales du *système de production-transport d'électricité* (*BES*), y compris les groupes et les centrales désignés comme *ressources à démarrage autonome* dans le plan de remise en charge du réseau de l'*exploitant de réseau de transport* :

   4.2.1. groupes de production ;

   4.2.2. transformateurs élévateurs de groupe de production (GSU) ;

   4.2.3. transformateurs de service auxiliaire (UAT) qui fournissent l'ensemble de l'alimentation nécessaire pour maintenir un ou des groupes de production en service[2] ;

   4.2.4. *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale) ;

   4.2.5. *éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources décentralisées.

5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre.

---

1. Ces relais comprennent les appareils de protection basse tension réglables.
2. Ces transformateurs, peu importe leur dénomination, servent à fournir l'ensemble de l'alimentation auxiliaire de la centrale lorsque les groupes sont en marche. La perte de ces transformateurs entraîne le retrait du service des groupes de production. Se reporter à la section Éclaircissements et commentaires techniques de la norme PRC-025-2 pour plus de détails sur les transformateurs de service auxiliaire.

6. **Contexte :** Après l'analyse d'un bon nombre des perturbations importantes survenues depuis 25 ans dans le réseau électrique interconnecté de l'Amérique du Nord, on a découvert que des groupes de production ont déclenché à cause de conditions qui ne présentaient apparemment pas de risque direct pour ces groupes ou pour les équipements associés au cours de la période pendant laquelle le déclenchement s'est produit. Ces déclenchements ont souvent augmenté l'étendue ou la durée de la perturbation. Ce phénomène a été reconnu comme un facteur important dans la panne générale survenue en août 2003 dans le nord-est du continent nord-américain[3].

Pendant la phase de rétablissement d'une perturbation, la perturbation peut montrer un comportement de « perturbation de tension » où la tension du réseau peut chuter fortement et fluctuer. Afin de soutenir le réseau pendant cette phase transitoire d'une perturbation, la présente norme établit des critères pour que les relais de protection sensibles à la charge soient réglés de façon que les groupes de production individuels puissent fournir de la *puissance réactive,* dans les limites de leur capacité dynamique, pendant ces périodes transitoires pour aider le réseau à se rétablir de la perturbation de tension. Le déclenchement prématuré ou inutile de groupes de production entraîne la perte de *puissance réactive* dynamique, ce qui aggrave la perturbation de tension et modifie ainsi le caractère de la perturbation du réseau. De plus, la perte de *puissance active* pourrait déclencher ou exacerber une perturbation de fréquence.

7. **Définitions spécifiques à la norme :** Aucune.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *propriétaire d'installation de production*, *propriétaire d'installation de transport* et *distributeur* doit appliquer les réglages conformément à l'annexe 1, Réglages des relais, de la norme PRC-025-2 pour chaque relais de protection sensible à la charge, tout en maintenant une protection fiable contre les défauts.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

M1. Pour chaque relais de protection sensible à la charge, chaque *propriétaire d'installation de production*, *propriétaire d'installation de transport* et *distributeur* doit avoir des pièces justificatives (résumés de calculs, feuilles de chiffrier, rapports de simulation, fiches de réglage, etc.) attestant l'application des réglages conformément à l'annexe 1 de la norme PRC-025-2, Réglages des relais.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité aux normes de fiabilité obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

3. Groupe de travail États-Unis-Canada sur la panne de courant, *Interim Report: Causes of the August 14th Blackout in the United States and Canada*, novembre 2003 (http://www.nerc.com/docs/docs/blackout/814BlackoutReport.pdf).

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête :

- Le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* doivent conserver les pièces justificatives de l'exigence E1 et de la mesure M1 pour les trois années civiles les plus récentes.
- Si un *propriétaire d'installation de production*, un *propriétaire d'installation de transport* ou un *distributeur* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *distributeur* n'a pas appliqué à un relais de protection sensible à la charge les réglages prescrits à l'annexe 1 de la norme PRC-025-2, Réglages des relais.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC, *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*, document technique de référence, révision 2. (Publication : juillet 2015)

Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC, *Unit Auxiliary Transformer Overcurrent Relay Loadability During a Transmission Depressed Voltage Condition*. (Publication : mars 2016)

IEEE C37.102-2006, *IEEE Guide for AC Generator Protection*. (Publication : 2006)

IEEE C37.17-2012, *IEEE Standard for Trip Systems for Low-Voltage (1000 V and below) AC and General Purpose (1500 V and below) DC Power Circuit Breakers*. (Publication : 18 septembre 2012)

IEEE C37.2-2008, *IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*. (Publication : 3 octobre 2008)

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	15 août 2013	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Nouvelle norme
1	17 juillet 2014	Ordonnance de la FERC ratifiant la norme PRC-025-1	
2	19 avril 2017	Demande SAR acceptée par le comité de normalisation	Projet 2016-04
2	8 février 2018	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Révision
2	2 mai 2018	Ordonnance de la FERC ratifiant la norme PRC-025-2 (dossier RD18-4-000)	

PRC-025-2 – Annexe 1 : Réglages des relais

Introduction

La présente norme n'oblige pas le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *distributeur* à utiliser les fonctions de protection indiquées au tableau 1. Chaque *propriétaire d'installation de production*, *propriétaire d'installation de transport* et *distributeur* qui utilise des relais de protection sensibles à la charge pour des *éléments* spécifiés à l'alinéa 4.2, Installations, doit choisir une des options du tableau 1, Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais (ci-après le « tableau 1 »), pour régler chaque élément de relais de protection sensible à la charge conformément à son application et au type de relais. La tension au jeu de barres est liée aux critères pour les diverses applications indiquées au tableau 1.

Groupes de production

Les valeurs des critères de réglage des relais pour les groupes synchrones sont établies à partir de la capacité de *puissance active* brute maximale du groupe, en mégawatts (MW), telle que déclarée au *planificateur de réseau de transport*, et à partir de la capacité de *puissance réactive* du groupe, en mégavoltampères réactifs (Mvar), selon la valeur en MW calculée d'après la puissance nominale du groupe en mégavoltampères (MVA) au facteur de puissance nominal. Si différentes capacités saisonnières sont déclarées, la capacité la plus élevée devra être utilisée aux fins de la présente norme à titre d'exigence minimale. Le *propriétaire d'installation de production* peut baser ses réglages sur une capacité plus élevée que celle déclarée au *planificateur de réseau de transport*.

Les valeurs des critères de réglage des relais pour les groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur) sont dérivées à partir de la puissance complexe combinée maximale de l'installation, en MVA, déclarée au *planificateur de réseau de transport*, y compris les Mvar produits par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. Si différentes capacités saisonnières sont déclarées, la capacité la plus élevée devra être utilisée aux fins de la présente norme à titre d'exigence minimale. Le *propriétaire d'installation de production* peut baser ses réglages sur une capacité plus élevée que celle déclarée au *planificateur de réseau de transport*.

Dans les cas où des groupes synchrones et asynchrones sont raccordés ensemble à un transformateur élévateur de groupe (GSU) ou à des *éléments* qui relient un transformateur GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale), les critères de réglage doivent être déterminés par addition vectorielle des critères de réglage pour chaque type de groupe, et avec la tension au jeu de barres qui correspond à l'application et au type de relais du groupe synchrone.

Transformateurs

Les calculs qui incluent le rapport de transformation doivent tenir compte de la prise effectivement en service dans le cas d'un transformateur GSU à changeur de prise à vide (DETC). Dans le cas d'un transformateur GSU à changeur de prise en charge (LTC), les calculs doivent tenir compte de la prise qui entraîne la tension la plus faible au jeu de barres du groupe. Si le critère spécifie l'utilisation de l'impédance du transformateur GSU, l'impédance nominale pour le rapport de transformation nominal du transformateur GSU doit être utilisée.

Les applications dont la topologie est plus complexe, par exemple des groupes de production reliés à un transformateur à enroulements multiples, ne sont pas directement abordées par les critères du tableau 1. Ces topologies peuvent donner lieu à des transits de puissance complexes, et des simulations peuvent être nécessaires pour éviter, en voulant simplifier les calculs, d'adopter des hypothèses trop prudentes.

Les entités qui utilisent ces topologies doivent alors régler leurs relais de manière qu'ils ne se déclenchent pas dans les conditions visées par la présente norme.

Lignes multiples

Les applications qui utilisent une topologie plus complexe, par exemple des lignes multiples qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale), ne sont pas directement couvertes par les critères du tableau 1. Ces topologies peuvent donner lieu à des transits de puissance complexes, et des simulations peuvent être nécessaires pour éviter, en voulant simplifier les calculs, d'adopter des hypothèses trop prudentes. Les entités qui utilisent ces topologies doivent alors régler leurs relais de manière qu'ils ne se déclenchent pas dans les conditions visées par la présente norme.

Exclusions

La présente norme ne s'applique pas aux systèmes de protection suivants :

1. éléments de relais qui sont en service seulement pendant le démarrage ;
2. éléments de relais de protection sensibles à la charge qui sont armés seulement lorsque le groupe de production n'est pas relié au réseau (par exemple des éléments de surintensité non directionnels utilisés en combinaison avec des systèmes de protection contre la mise sous tension accidentelle ou le contournement électrique de disjoncteurs ouverts) ;
3. éléments de relais de détection de défauts de phase servant à superviser d'autres éléments de distance de phase sensibles à la charge (par exemple pour prévenir tout fonctionnement intempestif en cas de perte de potentiel) pourvu que l'élément de distance soit réglé conformément à la présente norme ;
4. éléments de relais de protection qui sont activés seulement en cas de défaillance d'autres éléments de protection (par exemple des éléments de surintensité qui sont activés seulement en cas de perte de potentiel) ;
5. éléments de relais de protection utilisés seulement pour des *automatismes de réseau* visés par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou régionale ;
6. systèmes de protection qui détectent les surcharges de groupe et qui sont conçus pour agir en coordination avec la capacité de court terme du groupe selon une caractéristique inverse extrême réglée pour assurer un délai d'intervention d'au moins 7 secondes à 218 % du courant à pleine charge (par exemple le courant d'armature nominal) et pour prévenir le déclenchement à moins de 115 % du courant à pleine charge[4] ;
7. systèmes de protection qui détectent les surcharges et qui sont conçus pour intervenir seulement pendant les périodes où l'opérateur a au moins 15 minutes pour répondre aux conditions de surcharge ;
8. dispositifs non réglables de protection contre les baisses de tension.

Tableau 1

Le tableau 1 ci-après est structuré et mis en page de manière à aider le lecteur à repérer une option pour un relais de protection sensible à la charge d'un type donné.

4. IEEE C37.102-2006, *Guide for AC Generator Protection*, section 4.1.1.2.

La première colonne indique l'application (par exemple, groupes de production synchrones ou asynchrones, transformateurs GSU, transformateurs de service auxiliaire (UAT) et *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES.* Des bandes horizontales bleu foncé (outre l'en-tête qui se répète à chaque page) délimitent les diverses applications.

La deuxième colonne présente les relais de protection de distance ou de surintensité sensibles à la charge, en indiquant leur numéro de fonction IEEE (21, 50, 51, 51V-C, 51V-R ou 67), qui correspondent à l'application de la première colonne. Une indication du fabricant peut être donnée pour le délai de déclenchement, par exemple L, S et I respectivement pour délai long, délai court ou instantané. Les démarcations entre les différents types de relais pour une application donnée sont signalées par des bandes horizontales bleu clair. Ces bandes horizontales ne contiennent pas de texte, sauf si la même application est reprise à la page suivante avec un type de relais différent.

À la troisième colonne, une numérotation alphanumérique désigne les options possibles de réglage des relais de protection sensibles à la charge pour l'application et le type de relais. Une autre bande horizontale bleu clair, plus courte et contenant le mot « OU », signale au lecteur que plusieurs options existent pour déterminer la tension au jeu de barres et les critères de réglage (quatrième et cinquième colonnes, respectivement). Les colonnes « Tension au jeu de barres » et « Critères de réglage » présentent les critères à utiliser pour déterminer le réglage approprié.

Par ailleurs, une trame de fond signale les groupes de relais associés aux applications de groupe asynchrone. Les applications de groupe synchrone et d'UAT ne sont pas tramées. Enfin, des zones tampons intentionnelles sont insérées afin que les options semblables soient présentées autant que possible sur une même page. Il est à noter que pour certaines applications, les options disponibles peuvent s'étendre sur plus d'une page.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Groupes synchrones, ainsi que les *éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources décentralisées	Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*	1a	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		1b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU (compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur)	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		1c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la *puissance réactive* brute maximale produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
	Suite de la même application à la page suivante avec un autre type de relais			

5. Les calculs qui intègrent le rapport du transformateur GSU doivent tenir compte de la prise effectivement en service dans le cas d'un transformateur GSU à changeur de prise à vide. Dans le cas d'un transformateur GSU à changeur de prise en charge, les calculs doivent tenir compte de la prise qui entraîne la tension la plus faible au jeu de barres du groupe. Si le critère demande d'intégrer l'impédance du transformateur GSU, utiliser l'impédance nominale pour le rapport de transformation nominal du transformateur GSU.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Groupes synchrones, ainsi que les *éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources décentralisées	Relais de surintensité de phase (fonctions 50, 51 ou 51V-R à retenue de tension)	2a	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		2b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU (compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur)	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		2c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport ;* et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la *puissance réactive* brute maximale produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
	Relais de surintensité temporisé de phase (fonction 51V-C) supervisé en tension (fonctionnement autorisé selon la tension)	3	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	La consigne de tension doit être réglée à moins de 75 % de la tension calculée au jeu de barres du groupe
Début d'une autre application à la page suivante				

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur), ainsi que les *éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources décentralisées	Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*	4	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Relais de surintensité de phase (fonctions 50, 51 ou 51V-R à retenue de tension)	5a	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
		OU		
		5b	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	La limite inférieure de la tolérance de la caractéristique de déclenchement de l'élément de surintensité doit être réglée de manière à ne pas empiéter sur la capacité de la ressource (y compris la puissance réactive produite par la ressource et par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive) ; voir la figure A
	Relais de surintensité temporisé de phase (fonction 51V-C) supervisé en tension (fonctionnement autorisé selon la tension)	6	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	La consigne de tension doit être réglée à moins de 75 % de la tension calculée au jeu de barres du groupe
Début d'une autre application à la page suivante				

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté basse tension[6] de transformateurs GSU, dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones	Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*	7a	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		7b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU (compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur)	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		7c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
	Suite de la même application à la page suivante avec un autre type de relais			

6. Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, l'option 14 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté basse tension[7] de transformateurs GSU, dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones	Relais de surintensité de phase(fonctions 50 ou 51)	8a	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		8b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU (compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur)	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		8c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport ;* et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
	Suite de la même application à la page suivante avec un autre type de relais			

7. Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, l'option 15 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté basse tension[8] de transformateurs GSU, dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones	Relais directionnel de surintensité de phase(fonction 67) directionnel vers le réseau de *transport*	9a	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		9b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU (compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur)	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		9c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
Début d'une autre application à la page suivante				

8. Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, l'option 16 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté basse tension de transformateurs GSU, dans le cas d'un raccordement à des groupes asynchrones seulement (y compris les installations avec onduleur)	Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport* [9]	10	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Relais de surintensité de phase(fonctions 50 ou 51)[10]	11	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU, pour les relais de surintensité installés sur le côté basse tension	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Relais directionnel de surintensité de phase (fonction 67) directionnel vers le réseau de *transport* [11]	12	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
Début d'une autre application à la page suivante				

9. Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, l'option 17 s'applique.
10. Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, l'option 18 s'applique.
11. Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, l'option 19 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Transformateurs de service auxiliaire (UAT)	Relais de surintensité de phase (fonctions 50 ou 51) aux bornes haute tension de l'UAT, le déclenchement du relais entraînant l'indisponibilité du groupe associé	13a	1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension de l'UAT	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 150 % du courant calculé à partir de la puissance nominale maximale (en MVA) de l'UAT
		OU		
		13b	Tension au jeu de barres de l'UAT correspondant au courant mesuré	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 150 % du courant mesuré de l'UAT à la puissance active brute maximale du groupe déclarée au *planificateur de réseau de transport*
Relais situés sur le côté haute tension[12] de transformateurs GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale) – dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones	Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*	14a	0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		14b	Tension simulée de la ligne, à l'emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
	Suite de la même application à la page suivante avec un autre type de relais			

12. Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, l'option 7 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté haute tension[13] de transformateurs GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale) – dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones	Élément de surveillance de surintensité instantané de phase (fonction 50) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication ; ou relais de surintensité temporisé de phase t (fonction 51)	15a	0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		15b	Tension simulée de la ligne, à l'emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
	Suite de la même application à la page suivante avec un autre type de relais			

13. Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, l'option 8 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté haute tension[14] de transformateurs GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale) – dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones	Élément de surveillance de surintensité instantané directionnel de phase (fonction 67) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – directionnel vers le réseau de *transport* ; ou relais directionnels temporisé de surintensité de phase (fonction 67) – directionnel vers le réseau de *transport*	16a	0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		16b	Tension simulée de la ligne, à l'emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
Début d'une autre application à la page suivante				

14. Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, l'option 9 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté haute tension[15] de transformateurs GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale) – dans le cas d'un raccordement à des groupes asynchrones seulement (y compris des installations avec onduleur)	Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*	17	1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Suite de la même application à la page suivante avec un autre type de relais			

15. Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, l'option 10 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté haute tension[16] de transformateurs GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale) – dans le cas d'un raccordement à des groupes asynchrones seulement (y compris des installations avec onduleur)	Élément de surveillance de surintensité instantané de phase (fonction 50) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication ; ou relais de surintensité temporisé de phase (fonction 51)	18	1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Suite de la même application à la page suivante avec un autre type de relais			

16. Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, l'option 11 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté haute tension[17] de transformateurs GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale) – dans le cas d'un raccordement à des groupes asynchrones seulement (y compris des installations avec onduleur)	Élément de surveillance de surintensité instantané directionnel de phase (fonction 67) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – directionnel vers le réseau de *transport* ; ou relais de surintensité temporisé directionnel de phase (fonction 67)	19	1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
Fin du tableau 1				

17. Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, l'option 12 s'applique.

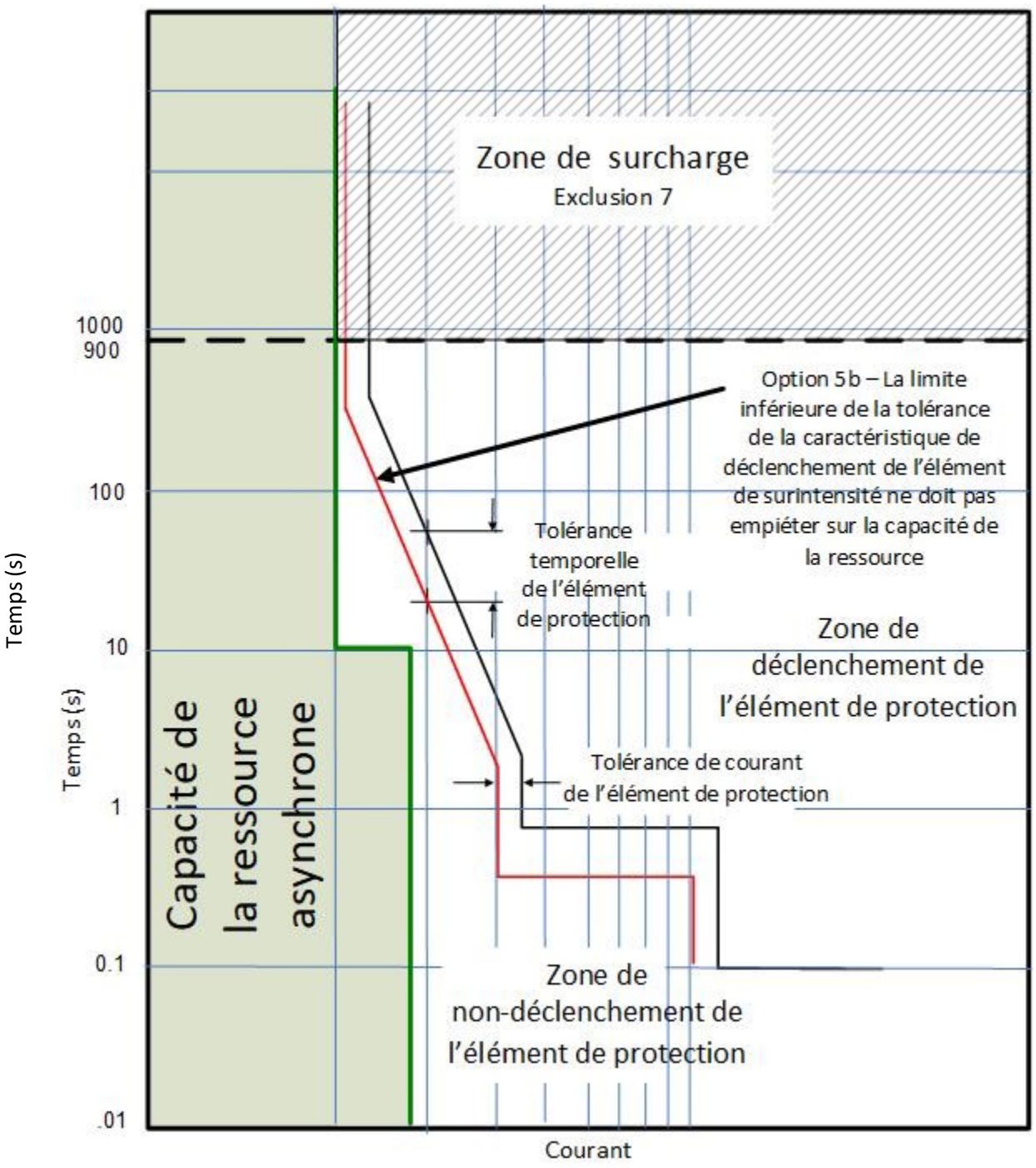


Figure A

Cette figure illustre le principe de l'option 5b ; elle ne spécifie aucunement la courbe de l'élément de protection ni le fabricant

PRC-025-2 – Éclaircissements et commentaires techniques

Introduction

Le document technique *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*, publié par le Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC, présente un exposé de fond sur les fonctions de protection et sur le comportement des groupes de production, qui font l'objet de la présente norme. La dernière révision de ce document date de juillet 2015[18].

La base des critères de capacité de charge de la présente norme qui s'appliquent aux relais utilisés aux bornes d'un groupe de production ou sur le côté basse tension d'un transformateur élévateur de groupe de production (GSU) correspond aux valeurs de charge dynamiques des groupes de production observées lors de la panne générale du 14 août 2003, lors d'autres événements réseau ultérieurs et lors de simulations de réponse des groupes de production à des conditions de réseau semblables. La *puissance réactive* produite pendant le forçage de champ lors de ces événements et simulations est voisine de 150 % de la capacité de *puissance active* (en MW) du groupe de production lorsque celui-ci fonctionne à sa capacité de *puissance active*. Dans le document technique de référence du SPCS, deux conditions d'exploitation ont été examinées à partir de ces événements et simulations : 1) lorsque le groupe fonctionne à sa *puissance active* nominale (en MW) avec une production de *puissance réactive* (en Mvar) équivalente à 150 % de la valeur nominale en MW (ce qui représente un certain degré de forçage de champ), et 2) lorsque le groupe fonctionne à sa limite inférieure déclarée de *puissance active* (par exemple, 40 % de la *puissance active* nominale) avec un niveau de *puissance réactive* (en Mvar) équivalent à 175 % de la valeur nominale en MW (ce qui représente un degré accru de forçage de champ).

Les deux conditions ci-dessus sont évaluées avec une tension de 0,85 p.u. côté haute tension du transformateur GSU. On considère que ces régimes de charge correspondent à des valeurs prudentes de niveau élevé de *puissance réactive* produite par le groupe de production avec une tension de 0,85 p.u. côté haute tension établie à partir des observations précitées. Cependant, aux fins de la présente norme, il a été déterminé que le deuxième régime de charge (40 %) n'apporte aucun bienfait supplémentaire et ne fait qu'augmenter la complexité pour une entité de déterminer comment satisfaire à la norme. Étant donné le caractère prudent du critère retenu, qui pourrait s'avérer trop difficile à respecter pour un certain nombre de groupes de production, une autre méthode est présentée dans laquelle la *puissance réactive* produite est déterminée par simulation. Par ailleurs, pour tenir compte des pertes de *puissance réactive* dans le transformateur GSU, un niveau égal à 120 % de la valeur nominale en MW a été prévu pour les relais situés sur le côté haute tension du transformateur GSU et sur les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*.

L'expression « tout en maintenant une protection fiable contre les défauts » de l'exigence E1 indique que le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* doivent chacun se conformer à la présente norme tout en respectant ses propres objectifs de protection. Les relais de protection sensibles à la charge visés par la présente norme peuvent avoir pour mission d'assurer diverses fonctions de protection de réserve, tant pour un groupe de production ou une centrale que dans le réseau de *transport*, et la présente norme ne doit pas avoir pour effet de nuire à ces fonctions de protection. Le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* doivent donc tenir compte à la fois des exigences de la présente norme et de leurs propres objectifs de protection, et apporter des modifications à leurs relais ou à leur stratégie de protection de manière à respecter ces deux impératifs.

18. https://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%2020/SPCS%20Gen%20Prot%20Coordination%20Technical%20Reference%20Document.pdf

Par exemple, si l'objectif de protection est d'assurer une protection de réserve en cas de panne d'un disjoncteur de *transport*, il peut s'avérer impossible de réaliser cet objectif tout en respectant la présente norme si un simple relais d'impédance est utilisé. Dans ce cas, il peut être possible de répondre aux deux impératifs en remplaçant le relais existant par un relais moderne de technologie avancée offrant des fonctions comme la désensibilisation de charge. Sinon, il pourrait falloir reconsidérer si la méthode existante est appropriée pour réaliser la protection en cas de panne du disjoncteur de *transport*, et si cette protection ne serait pas mieux assurée, par exemple, au moyen d'un relais de défaillance de disjoncteur avec système de télédéclenchement.

Afin de respecter l'exigence E1, le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* doivent comprendre les applications du tableau 1, Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais, présenté à l'annexe 1, Réglages des relais (ci-après « le tableau 1 »), pour déterminer les réglages qu'il doit appliquer à chacun de ses relais de protection sensibles à la charge afin d'empêcher le déclenchement intempestif de ses groupes de production lorsque surviennent les conditions du réseau anticipées par la présente norme.

Applicabilité

Afin d'atteindre l'objectif de fiabilité de la présente norme, il est nécessaire de couvrir tous les relais de protection sensibles à la charge susceptibles de réagir à une puissance accrue produite par les groupes de production en réponse à des perturbations du réseau. Cette norme vise donc les relais utilisés par le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* aux bornes des groupes de production, des transformateurs élévateurs de groupe de production (GSU), des transformateurs de service auxiliaire (UAT), des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, ainsi que des *éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources décentralisées.

L'installation de raccordement du *propriétaire d'installation de production* (appelée parfois « *installation* de transport » ou « lien de raccordement interne ») est constituée des *éléments* situés entre le transformateur GSU et l'interface avec la partie du *BES* qui appartient au *propriétaire d'installation de transport*. Dans la présente norme, il a été décidé de ne pas utiliser le terme « *installation* de raccordement de la production » reconnu par l'industrie et utilisé dans les documents du projet 2010-07 (exigences relatives aux groupes de production à l'interface du réseau de *transport*), parce que dans la version anglaise, le terme « generator interconnection Facility » (traduit par « *installation* de raccordement de la production ») laisse entendre que l'*installation* appartient au *propriétaire d'installation de production*. La présente norme désigne ces *installations* comme des « *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* » afin d'inclure ces *installations* lorsqu'elles appartiennent aussi au *propriétaire d'installation de transport* ou au *distributeur*. Les relais de protection sensibles à la charge sont visés par les exigences de la présente norme selon leur emplacement et selon l'application des fonctions de protection. Les figures 1, 2 et 3 illustrent divers raccordements d'interface de groupe de production avec le réseau de *transport* ; la figure 4 montre un exemple d'*éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources décentralisées et auxquels s'applique la présente norme.

Figure 1

L'exemple de la figure 1 représente un ou plusieurs groupes de production reliés au réseau de *transport* par une ligne radiale qui sert exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* vers le réseau. Le relais de protection R1 situé sur le côté haute tension du transformateur GSU et associé au disjoncteur CB100 sert généralement à assurer une

protection de réserve pour les relais du jeu de barres A, et dans certains cas du jeu de barres B. Dans un tel cas, le relais R1 est visé par l'exigence de capacité de charge de la norme PRC-025-2, selon l'option appropriée du tableau 1 (14 à 19) pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*.

Le relais de protection R2 associé au disjoncteur d'alimentation CB102 de la centrale sert principalement à protéger la ligne au moyen d'une fonction différentielle entre les jeux de barres A et B, tout en assurant aussi une protection de réserve pour les relais de *transport* au jeu de barres B. Dans ce cas, la fonction du relais qui assure la protection de la ligne est visée par l'exigence de capacité de charge de la norme PRC-025-2, selon l'option appropriée du tableau 1 (15a, 15b, 16a, 16b, 18 ou 19), pour les éléments de surveillance de surintensité de phase (détecteurs de défaut de phase) associés à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication (fil pilote, comparaison de phases, courant différentiel de ligne) avec déclenchement en cas de perte de communication. La fonction de protection de réserve est visée par l'exigence de la norme PRC-025-2, selon l'option appropriée du tableau 1 (14 à 19), pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*.

Comme les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* sont visés par la présente norme, la capacité de charge des relais utilisés avec ces *éléments* – situés dans la zone grisée de la figure 1 (CB102 et CB103) – doit être étudiée. Si le relais R2 ou R3 comporte un élément directionnel vers le réseau de *transport* (jeux de barres B, C et D) ou n'est pas directionnel, ce relais sera sensible à une augmentation de la puissance du groupe de production en réponse à une perturbation du réseau, et est donc soumis aux critères de réglage de capacité de charge de la norme. Si le relais R2 ou R3 comporte un élément directionnel vers le groupe de production (jeu de barres A), il ne sera pas sensible à une augmentation de la puissance du groupe en réponse à une perturbation du réseau ; par conséquent, l'entité n'est pas tenue d'y appliquer les critères de réglage de capacité de charge de la norme.

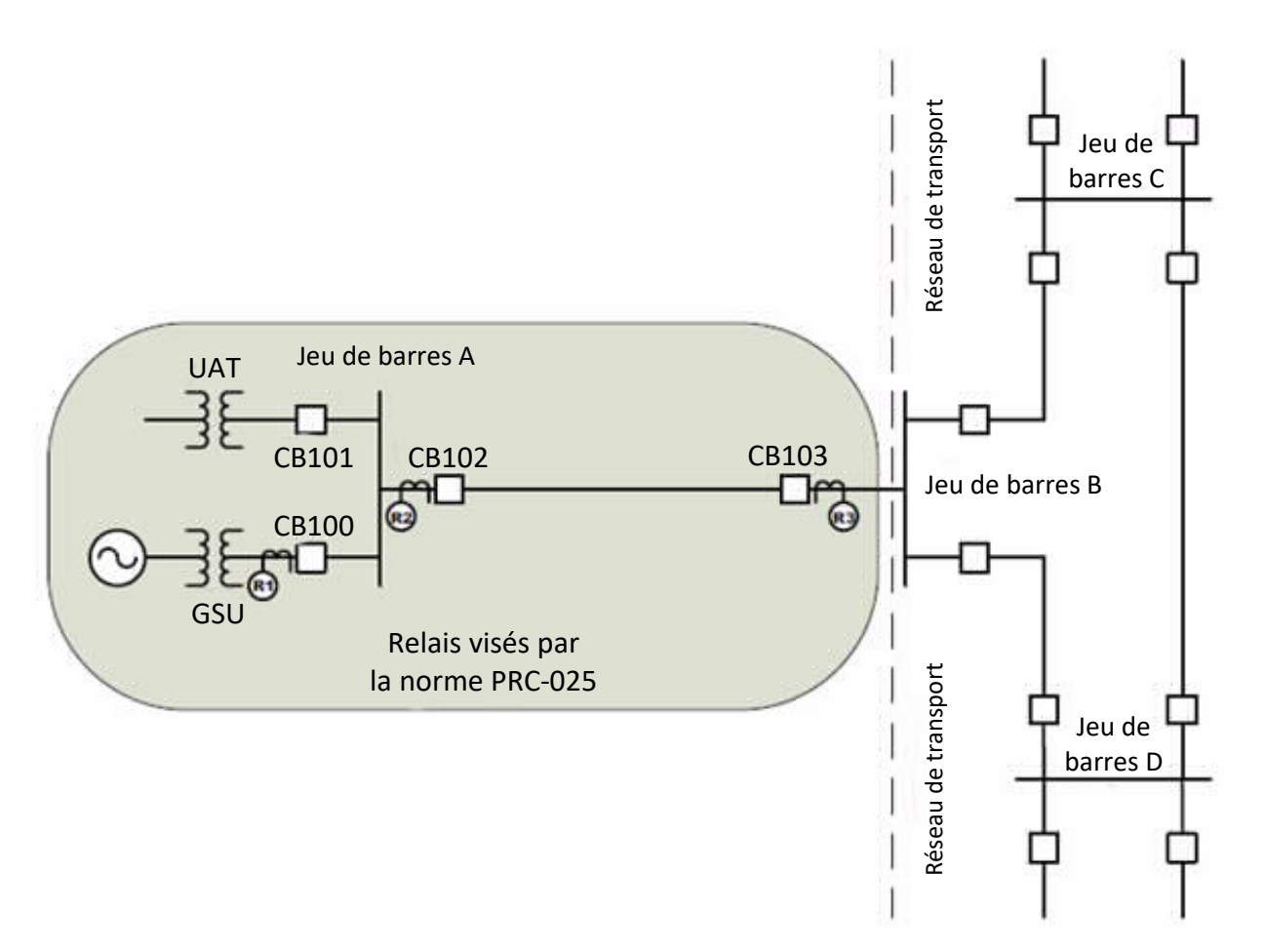


Figure 1 : Production d'énergie transférée par une seule ligne radiale

Figure 2

L'exemple de la figure 2 représente un ou plusieurs groupes de production reliés au réseau de *transport* par plusieurs lignes qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* vers le réseau. Le relais de protection R1 situé sur le côté haute tension du transformateur GSU et associé au disjoncteur CB100 sert généralement à assurer une protection de réserve pour les relais de *transport* situés au jeu de barres A, et dans certains cas au jeu de barres B. Dans un tel cas, le relais R1 est visé par l'exigence de capacité de charge de la norme PRC-025-2, selon l'option appropriée du tableau 1 (14 à 19), pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*.

Les relais de protection R2 et R3 associés aux disjoncteurs d'alimentation CB102 et CB103 de la centrale servent principalement à protéger la ligne entre les jeux de barres A et B, tout en assurant aussi une protection de réserve pour les relais de *transport* au jeu de barres B. Dans ce cas, la fonction des relais qui assure la protection de la ligne est visée par l'exigence de capacité de charge de la norme PRC-025-2, selon l'option appropriée du tableau 1 (15a, 15b, 16a, 16b, 18 ou 19), pour les éléments de surveillance de surintensité de phase (détecteurs de défaut de phase) associés à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication (fil pilote, comparaison de phases, courant différentiel de ligne) avec déclenchement en cas de perte de communication. La fonction de protection de réserve est visée par l'exigence de la norme PRC-025-2, selon l'option appropriée du tableau 1 (14 à 19), pour les *éléments* qui

relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*.

Comme les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* sont visés par la présente norme, la capacité de charge des relais utilisés avec ces *éléments* – situés dans la zone grisée de la figure 2 (CB102, CB103, CB104 et CB105) – doit être étudiée. Si le relais R2, R3, R4 ou R5 comporte un élément directionnel vers le réseau de *transport* (jeux de barres B, C et D) ou n'est pas directionnel, ce relais sera sensible à une augmentation de la puissance du groupe de production en réponse à une perturbation du réseau, et est donc soumis aux critères de réglage de capacité de charge de la norme. Si le relais R2, R3, R4 ou R5 comporte un élément directionnel vers le groupe de production (jeu de barres A), il ne sera pas sensible à une augmentation de la puissance du groupe en réponse à une perturbation du réseau ; par conséquent, l'entité n'est pas tenue d'y appliquer les critères de réglage de capacité de charge de la norme.

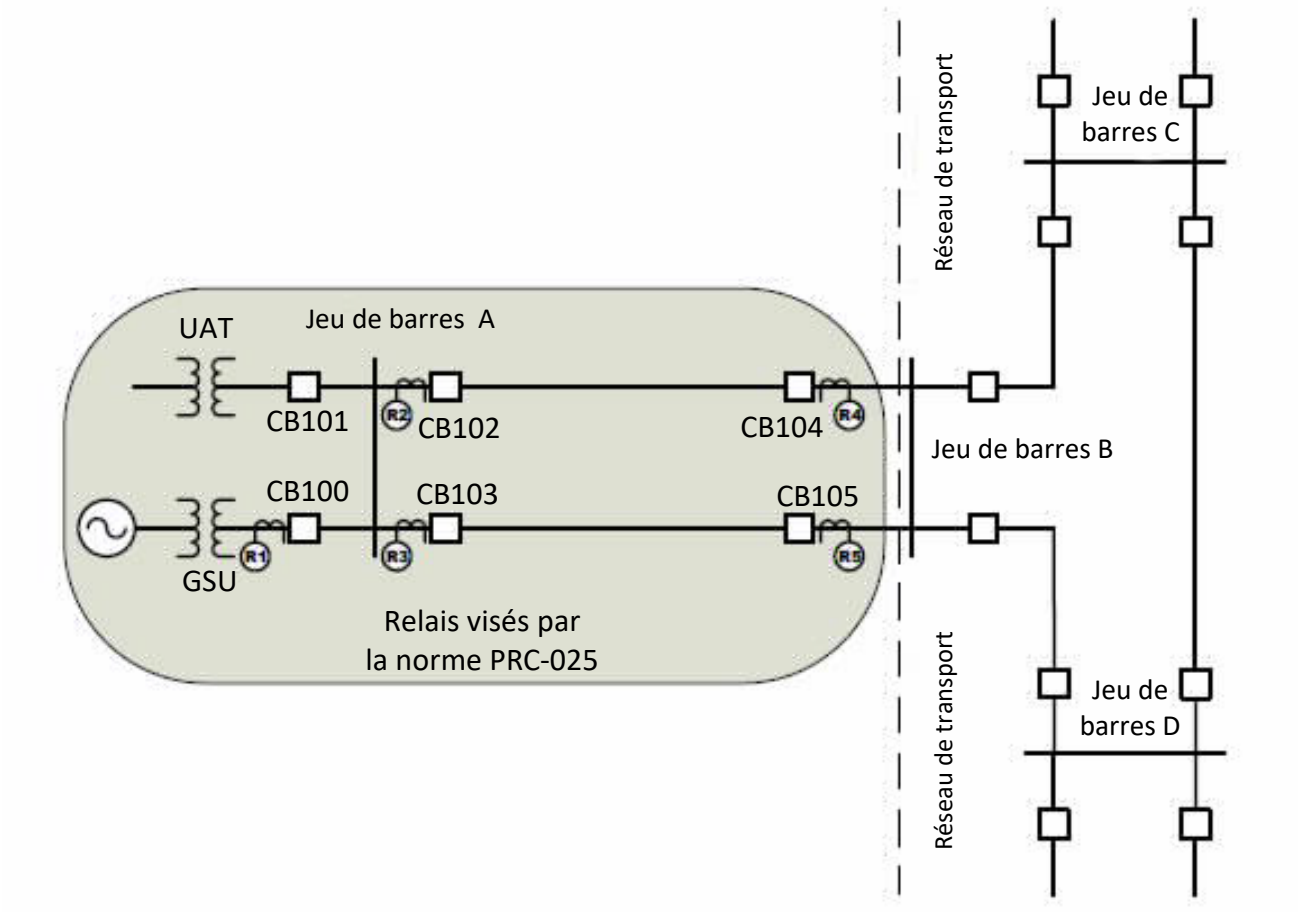


Figure 2 : Production d'énergie transférée par plusieurs lignes radiales

Figure 3

L'exemple de la figure 3 représente un ou plusieurs groupes de production qui transfèrent de l'énergie par diverses lignes vers le réseau de *transport* par l'intermédiaire d'un réseau. Le relais de protection R1 situé sur le côté haute tension du transformateur GSU et associé au disjoncteur CB100 sert généralement à assurer une protection de réserve pour les relais de *transport* situés au jeu de barres A, et dans certains cas au jeu de barres C ou D. Dans un tel cas, le relais R1 est visé par l'exigence de capacité de charge de la

norme PRC-025-2, selon l'option appropriée du tableau 1 (14 à 19), pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*.

Comme les lignes entre les jeux de barres A et C et entre les jeux de barres A et D font partie du réseau de transport, ces lignes ne sont pas considérées comme des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*. Par conséquent, l'entité responsable visée doit respecter les exigences de la norme PRC-023 pour les relais de protection sensibles à la charge R2 et R3. Les relais sensibles à la charge-R4 et R5 de l'entité responsable visée, associés aux disjoncteurs CB104 et CB105 aux jeux de barres C et D, sont également soumis aux exigences de la norme PRC-023.

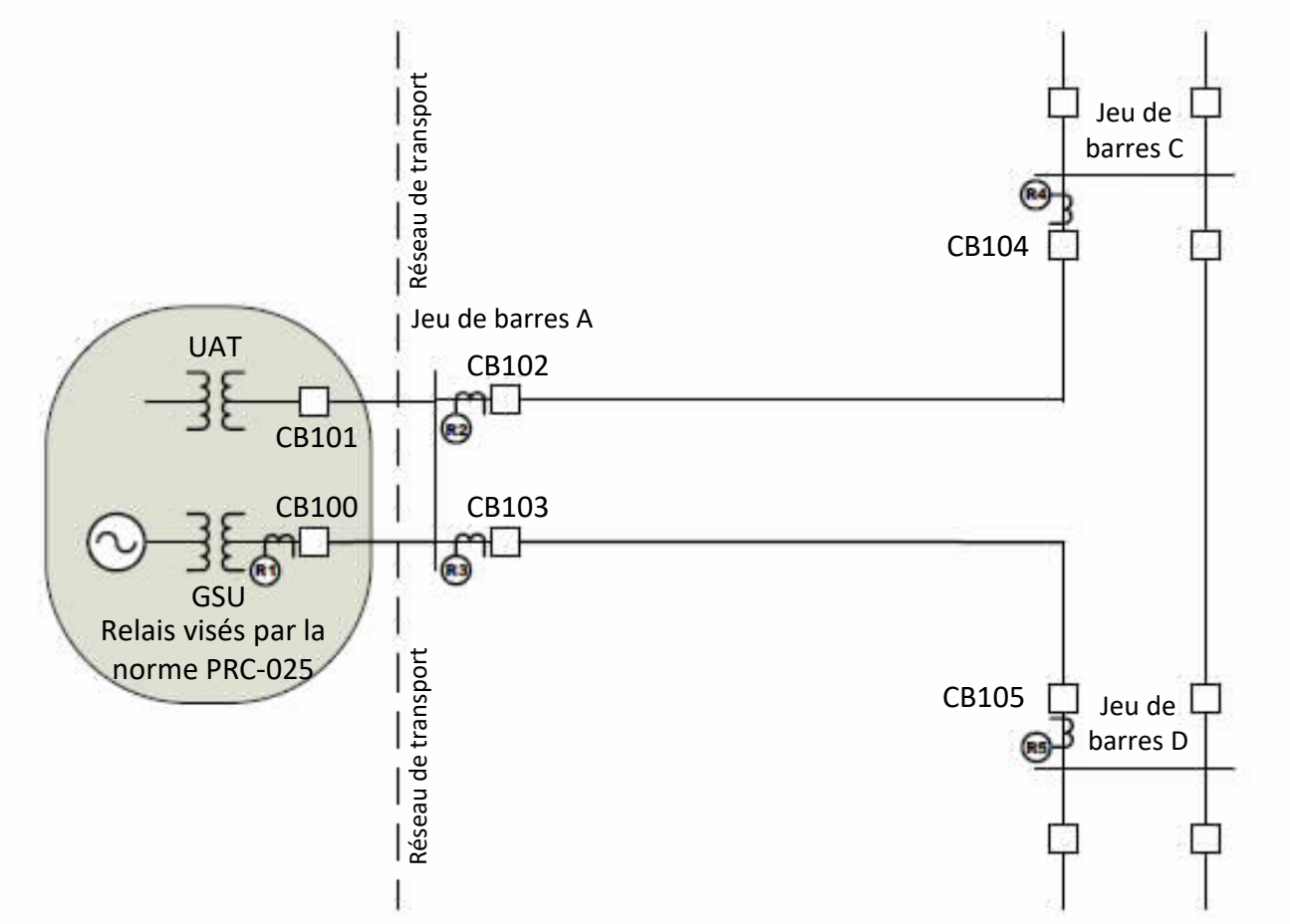


Figure 3 : Production d'énergie transférée par l'intermédiaire d'un réseau

La présente norme vise aussi les transformateurs qui alimentent les services auxiliaires de groupe de production ou de centrale. Ces transformateurs, quelle que soit leur dénomination, servent à assurer l'alimentation auxiliaire lorsque les groupes sont en marche ; ils sont appelés ci-après « UAT ». L'inclusion de ces transformateurs donne suite au paragraphe 104 de l'ordonnance 733 de la FERC, qui demande à la NERC d'incorporer à la présente norme une exigence de capacité de charge pour les relais de protection contre les surcharges des UAT qui alimentent les services auxiliaires normaux des groupes de production. Le Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC traite de la protection des UAT côté

basse tension dans le document *Auxiliary Transformer Overcurrent Relay Loadability During a Transmission Depressed Voltage Condition*[19] (mars 2016).

Figure 4

Les *éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources décentralisées (appelés parfois « réseau collecteur » ou « artères ») sont les *éléments* qui relient les différents groupes de production et le point commun de raccordement au réseau de *transport*.

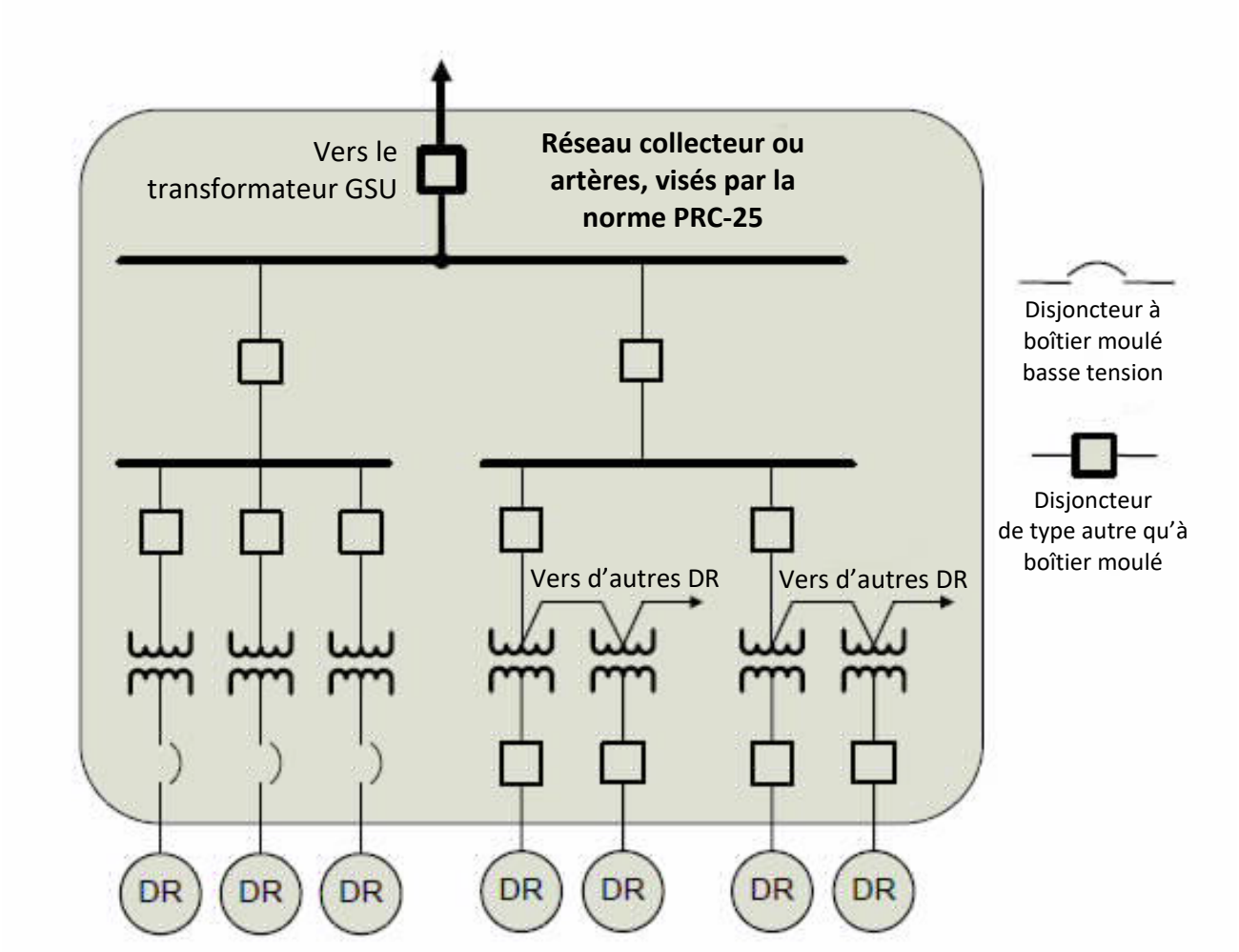


Figure 4 : Éléments utilisés pour regrouper la production de ressources décentralisées (RD)

Comportement des groupes synchrones

En présence d'une tension affaiblie, un groupe de production synchrone réagit en augmentant la *puissance réactive* qu'il produit afin de soutenir la tension à ses bornes. Dans cette condition de fonctionnement, appelée « forçage de champ », la *puissance réactive* produite dépasse la capacité en régime permanent du groupe de production, ce qui peut provoquer le déclenchement des relais de protection sensibles à la charge, à moins que ces relais aient été réglés en prévision de cette condition particulière de fonctionnement. La capacité du groupe de production à soutenir la *puissance réactive* accrue produite pendant le forçage de champ dépend de la tenue thermique de l'enroulement de champ.

19. https://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%2020/NERC%20-%20SPCS%20UAT%20-%20FEB_2016_final.pdf

Le limiteur d'excitation peut intervenir dans un délai d'à peine une seconde pour réduire le forçage de champ, mais ce délai peut être nettement plus long, selon le niveau de forçage de champ ainsi que les caractéristiques et la configuration du système d'excitation. En fait, le délai d'intervention peut dépasser la temporisation du relais de protection sensible à la charge du groupe de production, et c'est pourquoi il importe d'évaluer la capacité de charge de ce relais afin d'empêcher son déclenchement dans une telle situation.

La tension au jeu de barres du groupe de production pendant le forçage de champ sera plus élevée que la tension côté haute tension en raison de la chute de tension dans le transformateur GSU. Si la tension appliquée au relais provient du jeu de barres du groupe, il est nécessaire d'évaluer la capacité de charge à partir de la tension à ce jeu de barres. Les critères présentés au tableau 1 sont basés sur une valeur de 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne. Cette tension a été largement observée pendant la panne générale du 14 août 2003, et l'analyse des événements amène à conclure qu'elle représente une condition à partir de laquelle le *réseau* aurait pu se rétablir si d'autres comportements intempestifs n'étaient pas survenus.

Les niveaux de charge dynamiques présentés au tableau 1, à la colonne Critères de réglage, sont représentatifs de la puissance apparente maximale attendue pendant le forçage de champ avec 0,85 p.u. de la tension du réseau de *transport*, par exemple, sur le côté haute tension du transformateur GSU. Ces valeurs sont basées sur les mesures enregistrées lors des événements qui ont mené à la panne générale du 14 août 2003, lors d'autres événements *réseau* ultérieurs et lors de simulations de réponse des groupes de production à des conditions semblables. À partir de ces observations, les critères spécifiés représentent des valeurs prudentes, mais atteignables de *puissance réactive* produite par le groupe avec une tension de 0,85 p.u. côté haute tension au point de raccordement.

Les niveaux de charge dynamiques ont été validés par simulation de la réponse de groupes synchrones à des tensions affaiblies dans le réseau de *transport* pour 67 groupes de production différents. Les groupes choisis pour les simulations représentaient un large éventail de caractéristiques de groupes de production et de systèmes d'excitation ainsi que des caractéristiques variées d'interconnexion au réseau de *transport*. Les simulations ont confirmé, pour un fonctionnement au voisinage de la *puissance active* maximale du groupe, qu'il est possible de produire une *puissance réactive* atteignant 1,5 fois la *puissance active* nominale lorsque la tension du réseau de *transport* est affaiblie à 0,85 p.u. Les simulations ont montré que les groupes de production ne peuvent pas tous atteindre un tel niveau de *puissance réactive*, mais ont confirmé qu'environ 20 % des groupes modélisés en sont capables. Ainsi, les options 1a (0,95 p.u.) et 1b (0,85 p.u.) du tableau 1, par exemple, sont basées sur des calculs relativement simples mais prudents à partir de la tension nominale côté haute tension. Considérant qu'un certain nombre de groupes ne peuvent pas atteindre le niveau de puissance précité, une option 1c (simulation) a été créée afin de permettre au *propriétaire d'installation de production*, au *propriétaire d'installation de transport* ou au *distributeur* de simuler la puissance produite par un groupe si un calcul simple ne permet pas d'obtenir la valeur souhaitée pour le réglage du relais de protection.

Production décentralisée

La présente norme s'applique aussi aux installations de production constituées de ressources décentralisées, comme les parcs éoliens et les centrales photovoltaïques. La norme vise à faire en sorte que de telles installations continuent d'alimenter le réseau pendant une perturbation dans celui-ci ; c'est pourquoi tous les relais de protection sensibles à la charge associés à ces installations sont visés par la norme PRC-025.

La norme PRC-025-2 s'applique aux ressources de production décentralisée ayant une puissance combinée supérieure à 75 MVA (puissance nominale brute combinée) faisant appel à un système conçu principalement pour regrouper la puissance et raccordées à un point commun à une tension de 100 kV ou

supérieure. Cette norme vise également les relais de protection sensibles à la charge utilisés pour les *éléments* qui acheminent la production de ces différentes ressources jusqu'au point de raccordement au réseau de *transport*. Par exemple, les relais de surintensité d'artère ou de transformateur élévateur d'artère (voir la figure 6) sont visés puisqu'ils sont exposés aux conditions liées à la capacité de charge des groupes de production.

Dans le cas des centrales photovoltaïques où plusieurs tensions différentes sont utilisées dans la conversion du courant continu des panneaux photovoltaïques en courant alternatif à 60 Hz, les « bornes » correspondent à la sortie 60 Hz des onduleurs.

Comportement des groupes asynchrones

Les groupes de production asynchrones ne réagissent pas à une perturbation avec le même niveau de puissance apparente que les groupes synchrones ; ils soutiennent néanmoins le réseau pendant une perturbation. Les groupes avec onduleur fournissent de la *puissance active* et de la *puissance réactive* (selon la capacité installée et les exigences régionales de raccordement au réseau), et peuvent même fournir une réponse en *puissance réactive* plus rapide que les groupes synchrones. L'ampleur de cette réponse peut dépasser quelque peu la capacité en régime permanent de l'onduleur, mais seulement brièvement avant l'intervention des fonctions de limitation. Bien que les alternateurs asynchrones ne fournissent pas eux-mêmes de la *puissance réactive*, l'installation qui les intègre peut comporter des dispositifs statiques ou dynamiques de *puissance réactive*, selon les exigences régionales de raccordement au réseau. Ces dispositifs peuvent aussi fournir de la *puissance active* pendant une perturbation de tension. Ainsi, le déclenchement de groupes asynchrones pourrait exacerber une perturbation.

Les onduleurs, y compris ceux des éoliennes (types 3 et 4) et des générateurs photovoltaïques, sont communément offerts avec un facteur de puissance de 0,90 ; d'où une puissance apparente de 1,11 p.u. de la puissance nominale en MW.

De même, les installations intégrant des alternateurs asynchrones, y compris les éoliennes de types 1 et 2, comportent souvent des dispositifs statiques ou dynamiques de *puissance réactive* afin de répondre aux exigences de raccordement au réseau, et peuvent donc produire une puissance apparente comparable à celle des installations avec onduleur. Ainsi, il est approprié d'utiliser le critère établi au tableau 1 (options 4, 5, 6, 10, 11, 12, 17, 18 et 19) pour les installations de groupes asynchrones.

Critères de simulation pour les groupes synchrones

Le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *distributeur* qui choisit une option de simulation pour déterminer le comportement de groupe synchrone sur lequel baser ses réglages de relais peut simuler la réponse du groupe en abaissant la tension du réseau de *transport* à l'extrémité éloignée de la ligne ou sur le côté haute tension du transformateur GSU (selon les prescriptions du tableau 1). La simulation peut consister à modéliser le raccordement d'une inductance shunt à l'extrémité éloignée de la ligne ou sur le côté haute tension du transformateur GSU afin d'abaisser la tension à 0,85 p.u. avant le forçage de champ. La baisse de tension immédiate qui en résulte est semblable à l'affaiblissement soudain de la tension dans certaines parties du réseau de *transport* le 14 août 2003. L'état initial de la simulation doit représenter le groupe de production à 100 % de sa capacité de *puissance active* brute maximale déclarée au *planificateur de réseau de transport*. La simulation sert à déterminer la *puissance réactive* et la tension à l'emplacement du relais afin de calculer les limites de réglage de celui-ci. La valeur de *puissance réactive* obtenue par simulation correspond à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ. La valeur de tension obtenue par simulation correspond à la tension au moment où la *puissance réactive* est maximale pendant le forçage de champ. Ces valeurs de *puissance réactive* et de tension correspondent à l'impédance apparente minimale et au courant maximal observés pendant le forçage de champ.

Relais de distance de phase directionnels vers le réseau de *transport* (fonction 21)

L'analyse de la grande perturbation du 14 août 2003 révèle que des relais de distance de phase de groupe de production directionnels vers le réseau de *transport* – servant à la protection primaire ou de relève de transformateurs GSU, à la protection de réserve de systèmes externes, ou aux deux – ont commandé un déclenchement intempestif ou prématuré de plusieurs groupes de production ou centrales, contribuant ainsi à étendre la perturbation. Plus précisément, on sait que huit groupes ont été déclenchés par cette fonction de protection. Diverses options du tableau 1 établissent les critères de réglage des relais de distance de phase directionnels vers le réseau de *transport* ; ces réglages feront en sorte que les groupes de production, dans la mesure du possible, contribuent à soutenir le réseau pendant les perturbations afin d'aider à limiter le plus possible l'étendue de ces perturbations.

Un relais de distance de phase directionnel vers le réseau de *transport* mesure l'impédance selon le quotient de la tension aux bornes du groupe de production par le courant au stator du groupe.

La section 4.6.1.1 de la publication IEEE C37.102-2006, *Guide for AC Generator Protection*, décrit comme suit le but de cette protection (gras ajouté) :

> « Le relais de distance utilisé pour cette fonction sert à isoler le groupe de production du réseau électrique dans le cas d'un défaut **qui n'est pas éliminé par les disjoncteurs de la ligne de transport**. Dans certains cas, la portée de ce relais est très étendue. Une condition qui amène le régulateur de tension d'un groupe de production à augmenter l'excitation du groupe pendant une période prolongée peut faire en sorte que l'impédance apparente du réseau, mesurée aux bornes du groupe de production, diminue jusqu'en deçà de la caractéristique de déclenchement du relais de distance. Généralement, il est démontré qu'un réglage de relais de distance compris entre 150 % et 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe de production à son facteur de puissance nominal assure une bonne coordination en cas d'oscillation stable ou de défaut dans le réseau lié à la contribution du courant de défaut, ainsi qu'**en conditions de charge normales**. Cependant, un tel réglage peut aussi inhiber le déclenchement du relais pour certains défauts de ligne que les relais de ligne ne parviennent pas à éliminer. C'est pourquoi on recommande que le réglage de ces relais soit évalué conjointement par les ingénieurs en protection du groupe de production et ceux du réseau, **de manière à optimiser la coordination tout en protégeant le groupe turbine-alternateur**. Des études de stabilité peuvent être nécessaires pour déterminer le réglage optimal à la fois pour la protection et pour la coordination. Les commandes modernes de courant d'excitation comprennent des limiteurs de surexcitation et des dispositifs de protection d'inducteur, mais il peut s'écouler quelques secondes avant que ceux-ci ne réduisent l'excitation. Dans les utilisations de relais de distance où l'action du régulateur de tension pourrait entraîner un déclenchement intempestif, il faut envisager de réduire la portée du relais ou de coordonner sa temporisation avec celle des dispositifs de protection intégrés au régulateur de tension. Des relais numériques multifonctions équipés d'œillères de désensibilisation de charge peuvent prévenir un fonctionnement incorrect dans de tels cas. **À l'intérieur de sa zone de déclenchement, la temporisation de ce type de relais doit être coordonnée avec la temporisation la plus longue des relais de distance de phase sur les lignes de transport reliées au jeu de barres de poste du groupe de production.** Avec l'avènement des relais multifonctions pour la protection des groupes de production, il devient plus courant de définir deux zones de protection de distance de phase. Dans ce cas, la deuxième zone serait réglée comme décrit précédemment. Lorsqu'on utilise deux zones pour

> une protection de réserve, la première est habituellement réglée de manière à couvrir le jeu de barres de poste (120 % du transformateur GSU). Il convient de vérifier la coordination de ce réglage avec l'élément de la zone 1 sur la ligne la plus courte à partir du jeu de barres. Les critères normaux de temporisation pour la zone 2 serviraient à régler la temporisation de cet élément. Une autre méthode consisterait à utiliser la zone 1 pour assurer une protection rapide en cas de défaut de phase, en plus de la protection différentielle normale, dans le groupe de production et dans le jeu de barres isolées avec couverture partielle du transformateur GSU. Dans ce cas, l'élément serait typiquement réglé à 50 % de l'impédance du transformateur, avec une temporisation intentionnelle très faible ou nulle. Signalons que cet élément pourrait déclencher dans des conditions d'oscillation de puissance avec perte de synchronisme et causer des détections trompeuses. »

Si un relais de distance de phase à caractéristique mho (relais d'impédance) directionnel vers le réseau de *transport* ne peut pas être réglé de manière à maintenir une protection fiable contre les défauts tout en respectant les critères du tableau 1, il peut exister d'autres méthodes pour obtenir ces deux résultats : par exemple l'application d'œillères aux relais existants, le recours à des relais à caractéristique lenticulaire ou à des relais d'impédance à décalage, ou l'application de caractéristiques de désensibilisation de charge. Certaines méthodes conviennent mieux à l'amélioration de la capacité de charge au voisinage d'un point de fonctionnement particulier, alors que d'autres améliorent la capacité de charge pour une aire plus étendue de points de fonctionnement potentiels dans le plan R-X. Le point de fonctionnement pour des conditions d'un *réseau* fragilisé peut varier selon les conditions de réseau pré-événement, la sévérité de l'événement déclencheur, ainsi que les caractéristiques du groupe de production comme la capacité de *puissance réactive.*

C'est pourquoi il importe d'étudier les conséquences potentielles de toute révision de la forme de la caractéristique du relais visant à augmenter la portée du relais, car il peut en résulter une caractéristique de relais qui chevauche la capacité du groupe de production lorsqu'il produit une *puissance active* supérieure à 100 % de sa capacité de *puissance active* maximale. Le chevauchement de la caractéristique du relais et de la capacité du groupe de production pourrait entraîner le déclenchement du groupe pour une condition de charge qui respecte la capacité du groupe de production. Les exemples de l'annexe E du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination* illustrent le potentiel d'empiétement sur la capacité du groupe de production, et le besoin d'éviter un tel empiétement.

Relais de surintensité instantanés de phase (fonction 50)

L'élément 50 est un élément de surintensité non directionnel, habituellement dépourvu de temporisation intentionnelle. Sa principale utilisation concerne les défauts rapprochés à courant élevé pour lesquels un déclenchement ultrarapide est exigé ou souhaitable. Les éléments de surintensité instantanés sont sujets aux mêmes enjeux de capacité de charge que les éléments de surintensité temporisés visés par la présente norme.

Relais de surintensité temporisés de phase (fonction 51)

Le chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination* présente un exposé détaillé de cette fonction de protection. Signalons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du document précité. Au lieu d'un seuil de réglage uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe de production au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage du tableau 1 sont établis à partir de la *puissance active* maximale prévue du groupe, selon que celui-ci est de type synchrone ou asynchrone.

Relais de surintensité temporisés de phase à retenue de tension (fonction 51V-R)

D'après l'analyse de la grande perturbation du 14 août 2003, les relais de surintensité temporisés à retenue de tension de phase (51V-R) – dont la sensibilité varie en fonction de la tension –, qu'ils soient utilisés pour la protection primaire ou de réserve de transformateurs GSU, pour la protection de phase de réserve de systèmes externes, ou les deux, ont commandé un déclenchement intempestif ou prématuré de plusieurs groupes de production ou centrales, contribuant ainsi à étendre la perturbation. Plus précisément, on sait que 20 groupes ont été déclenchés par des fonctions de protection à retenue de tension ou supervisées en tension. La fonction de protection à retenue de tension est désignée de façon variable par les numéros de fonction IEEE 51V, 51R, 51VR, 51V/R, 51V-R, ou par d'autres désignations. Le chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination* présente un exposé détaillé de cette fonction de protection.

Relais de surintentisé temporisés de phase supervisés en tension (fonction 51V-C)

Les relais de surintensité temporisés de phase supervisés en tension (51V-C) sont désignés de façon variable par les numéros de fonction IEEE 51V, 51C, 51VC, 51V/C, 51V-C, ou par d'autres désignations. Le chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination* présente un exposé détaillé de cette fonction de protection.

Relais directionnels de surintensité de phase (fonction 67) – directionnels vers le réseau de *transport*

Le chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination* présente un exposé détaillé de la protection de surintensité temporisée de phase. Les principes de réglage des relais de surintensité, directionnels et non directionnels, sont semblables. Signalons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du document précité. Au lieu d'un seuil de réglage uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe de production au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage du tableau 1 sont établis à partir de la *puissance active* maximale prévue du groupe, selon que celui-ci est de type synchrone ou asynchrone.

Tableau 1 – Options

Introduction

Les marges de réglage pour les différentes options du tableau 1 sont établies à partir des principes exposés dans le document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. La tension au jeu de barres du groupe de production pendant le forçage de champ sera plus élevée que la tension côté haute tension en raison de la chute de tension dans le transformateur GSU. Si la tension appliquée au relais provient du jeu de barres du groupe, il est nécessaire d'évaluer la capacité de charge à partir de la tension à ce jeu de barres.

Raccordements des relais

Les figures 5 et 6 illustrent les raccordements pour chacune des options du tableau 1, Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais, de l'annexe 1, Réglages des relais, de la norme PRC-025-2.

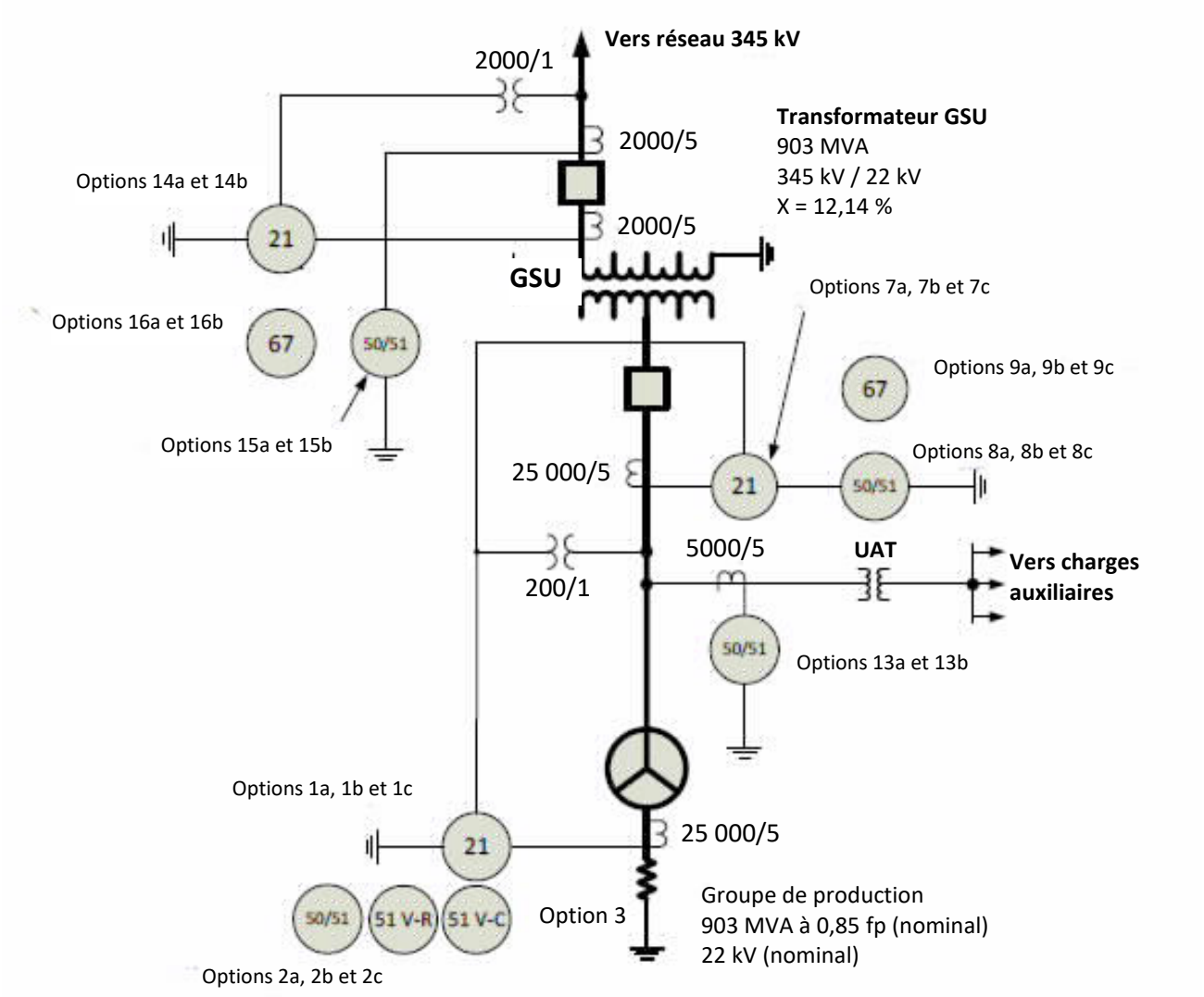


Figure 5 : Raccordements des relais pour les options des groupes synchrones

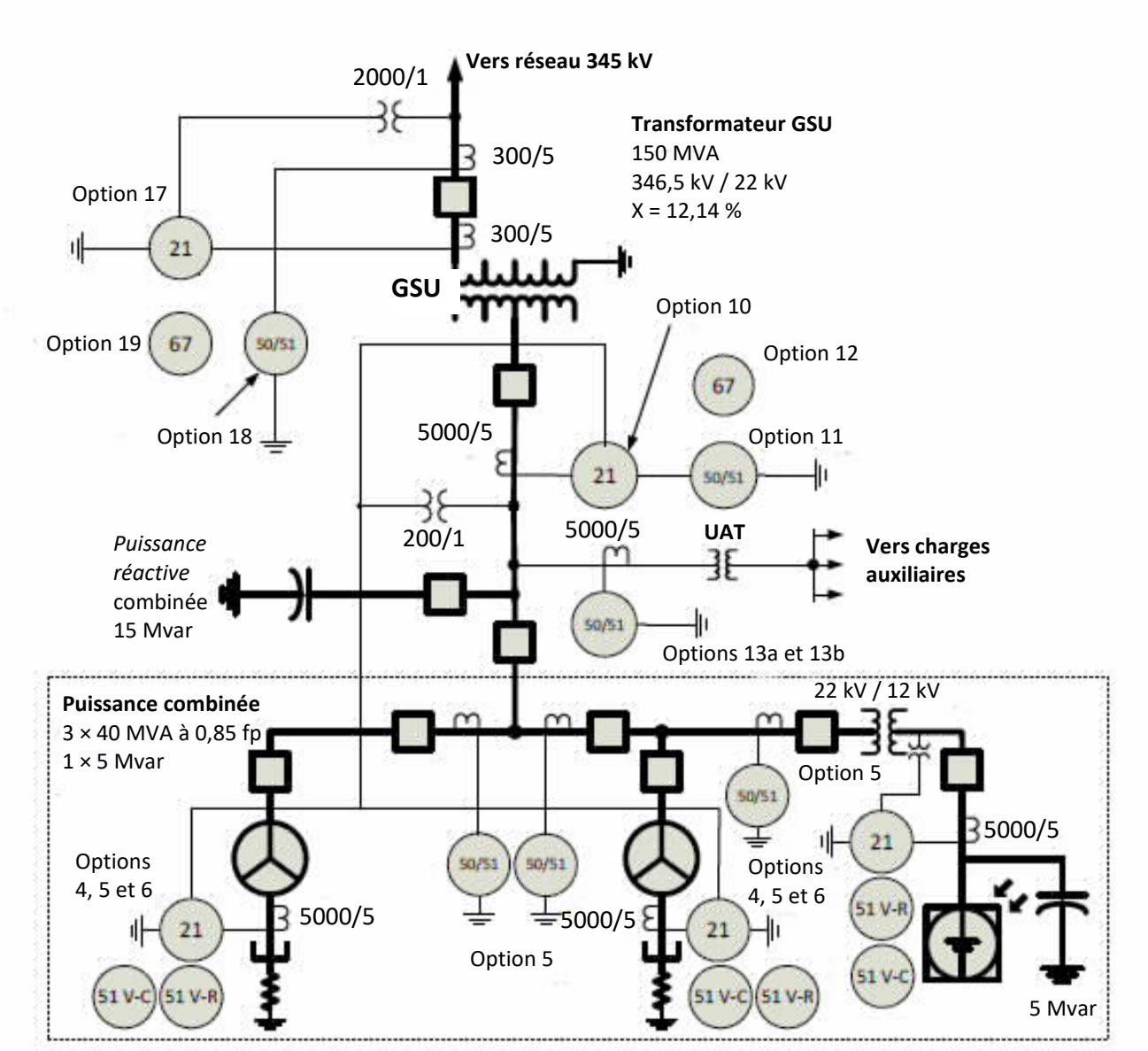


Figure 6 : Raccordements des relais pour les options des groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur*)*

Groupes synchrones – Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport* (options 1a, 1b et 1c)

Les options 1a, 1b et 1c du tableau 1 indiquent comment évaluer la capacité de charge pour les groupes synchrones utilisant des relais de distance de phase directionnels vers le réseau de *transport*. Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*.

L'option 1a consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 1b consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. La chute de tension dans le transformateur GSU est calculée à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale côté haute tension du transformateur, compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur. La tension réelle au jeu de barres du groupe peut être plus élevée selon l'impédance du transformateur GSU et la *puissance réactive* effectivement produite. Ce calcul est une méthode plus approfondie et plus précise que celle de l'option 1a pour régler l'élément d'impédance.

L'option 1c consiste à simuler une tension au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ. Cette puissance est produite en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément d'impédance.

Pour les options 1a et 1b, l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la capacité brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal).

Pour l'option 1c, l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la capacité brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la *puissance réactive* brute maximale produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation).

Groupes synchrones – Relais de surintensité de phase (fonctions 50, 51 ou 51V-R à retenue de tension) (options 2a, 2b et 2c)

Les options 2a, 2b et 2c du tableau 1 indiquent comment évaluer la capacité de charge pour les groupes synchrones utilisant des relais de surintensité phase (50, 51 ou 51V-R à retenue de tension). Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*.

L'option 2a consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension du transformateur GSU par le rapport de transformation de celui-ci (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 2b consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. La chute de tension dans le transformateur GSU est calculée à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale côté haute tension du transformateur, compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur. La tension réelle au jeu de barres du groupe peut être plus élevée selon l'impédance du transformateur GSU et la *puissance réactive* effectivement produite. Ce calcul est une méthode plus approfondie et plus précise que celle de l'option 2a pour régler l'élément de surintensité.

L'option 2c consiste à simuler une tension au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ. Cette puissance est produite en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité.

Pour les options 2a et 2b, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la capacité brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal).

Pour l'option 2c, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la capacité brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la *puissance réactive* brute maximale produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation).

Groupes synchrones – Relais de surintensité temporisés de phase (fonction 51V-C) supervisés en tension (option 3)

L'option 3 du tableau 1 indique comment évaluer la capacité de charge pour les groupes synchrones utilisant des relais de surintensité temporisés de phase supervisés en tension (dont le fonctionnement est autorisé ou non en fonction de la tension). Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination.*

L'option 3 consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension du transformateur GSU par le rapport de transformation de celui-ci (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Pour l'option 3, la consigne de tension doit être réglée à moins de 75 % de la tension calculée au jeu de barres du groupe. Ce réglage de tension doit faire en sorte que la fonction 51V-C ne se déclenche pas en conditions d'urgence extrêmes, car la fonction de surintensité temporisée sera réglée au-dessous du courant à pleine charge du groupe. Les relais supervisés en tension sont indifférents au réglage de surintensité ; cette option demande simplement que les relais ne réagissent pas à une tension affaiblie.

Groupes asynchrones – Relais de distance de phase (fonction 21) directionnels vers le réseau de *transport* (option 4)

L'option 4 du tableau 1 indique comment évaluer la capacité de charge pour les groupes asynchrones utilisant des relais de distance de phase directionnels vers le réseau de *transport*. Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*.

L'option 4 consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Comme la tension au relais provient du jeu de barres du groupe, il est nécessaire d'évaluer la capacité de charge à partir de la tension côté basse tension. Les groupes asynchrones ne produisent pas autant de *puissance réactive* que les groupes synchrones ; la chute de tension liée au transfert de *puissance réactive* dans le transformateur GSU est donc moindre. Ainsi, on peut estimer prudemment la tension au jeu de barres du groupe en transposant la tension nominale côté haute tension vers le côté basse tension selon le rapport de transformation du transformateur GSU.

Pour l'option 4, l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. On obtient

cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au transfert de puissance dans le relais.

Groupes asynchrones, relais de surintensité de phase (fonctions 50, 51 ou 51V-R à retenue de tension) (options 5a et 5b)

L'option 5a du tableau 1 indique comment évaluer la capacité de charge pour les groupes asynchrones utilisant des relais de surintensité de phase (fonctions 50, 51 ou 51V-R à retenue de tension). Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination.*

L'option 5a consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Comme la tension au relais provient du jeu de barres du groupe, il est nécessaire d'évaluer la capacité de charge à partir de la tension côté basse tension. Les groupes asynchrones ne produisent pas autant de *puissance réactive* que les groupes synchrones ; la chute de tension liée au transfert de *puissance réactive* dans le transformateur GSU est donc moindre. Ainsi, on peut estimer prudemment la tension au jeu de barres du groupe en transposant la tension nominale côté haute tension vers le côté basse tension selon le rapport de transformation du transformateur GSU.

Pour l'option 5a, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive.* On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au transfert de puissance dans le relais.

Pour l'option 5b, l'élément de surintensité doit être réglé au-dessus de la capacité maximale de la ressource asynchrone et des équipements pertinents (enroulements, électronique de puissance, câbles, jeu de barres, etc.). On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en ampères) de tous les équipements de production situés derrière l'élément de surintensité ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au transfert de puissance dans l'élément de surintensité. La limite inférieure de la tolérance de la caractéristique de déclenchement de l'élément de surintensité doit être réglée de manière à ne pas empiéter sur la capacité de la ressource (y compris la puissance réactive produite par la ressource et par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*). La figure A de la norme PRC-025-2 illustre le fait que l'élément de surintensité n'empiète pas sur la capacité de la ressource asynchrone. La zone supérieure hachurée de la figure A représente l'exclusion 7.

Groupes asynchrones – Relais de surintensité temporisés de phase (fonction 51V-C) supervisés en tension (option 6)

L'option 6 du tableau 1 indique comment évaluer la capacité de charge pour les groupes asynchrones utilisant des relais de surintensité temporisés de phase supervisés en tension (dont le fonctionnement est autorisé ou non en fonction de la tension). Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination.*

L'option 6 consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 1,0 p.u. de la tension

nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Pour l'option 6, la consigne de tension doit être réglée à moins de 75 % de la tension calculée au jeu de barres du groupe. Ce réglage de tension doit faire en sorte que la fonction 51V-C ne se déclenche pas en conditions d'urgence extrêmes, car la fonction de surintensité temporisée sera réglée au-dessous du courant à pleine charge du groupe. Les relais supervisés en tension sont indifférents au réglage de surintensité ; cette option demande simplement que les relais ne réagissent pas à une tension affaiblie.

Transformateurs GSU (groupes synchrones) – Relais de distance de phase (fonction 21) directionnels vers le réseau de *transport* (options 7a, 7b et 7c)

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au paragraphe 104 de son ordonnance 733, demande à la NERC d'édicter des exigences de capacité de charge pour les relais de protection utilisés avec les transformateurs GSU. Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination.*

Les options 7a, 7b et 7c du tableau 1 indiquent comment évaluer la capacité de charge des relais de distance de phase qui sont directionnels vers le réseau de *transport* et qui sont reliés au côté basse tension du transformateur GSU d'un groupe synchrone. Dans le cas des relais de ce type reliés au côté haute tension du transformateur GSU, se reporter à l'option 14.

L'option 7a consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 7b consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. La chute de tension dans le transformateur GSU est calculée à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale côté haute tension du transformateur, compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur. La tension réelle au jeu de barres du groupe peut être plus élevée selon l'impédance du transformateur GSU et la *puissance réactive* effectivement produite. Ce calcul est une méthode plus approfondie et plus précise que celle de l'option 7a pour régler l'élément d'impédance.

L'option 7c consiste à simuler une tension au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ. Cette puissance est produite en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément d'impédance que pour les options 7a et 7b.

Pour les options 7a et 7b, l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal).

Pour l'option 7c, l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation).

Transformateurs GSU (groupes synchrones) – Relais de surintensité de phase (fonctions 50 ou 51) (options 8a, 8b et 8c)

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au paragraphe 104 de son ordonnance 733, demande à la NERC d'édicter des exigences de capacité de charge pour les relais de protection utilisés avec les transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Au lieu d'un seuil de capacité de charge uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe.

Les options 8a, 8b et 8c du tableau 1 indiquent comment évaluer la capacité de charge des relais de surintensité de phase qui sont reliés au côté basse tension du transformateur GSU d'un groupe synchrone. Dans le cas des relais de ce type reliés au côté haute tension du transformateur GSU, se reporter à l'option 15.

L'option 8a consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 8b consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. La chute de tension dans le transformateur GSU est calculée à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale côté haute tension du transformateur GSU, compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur. La tension réelle au jeu de barres du groupe peut être plus élevée selon l'impédance du transformateur GSU et la *puissance réactive* effectivement produite. Ce calcul est une méthode plus approfondie et plus précise que celle de l'option 8a pour régler l'élément de surintensité.

L'option 8c consiste à simuler une tension au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ. Cette puissance est produite en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité que pour les options 8a et 8b.

Pour les options 8a et 8b, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal).

Pour l'option 8c, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation).

Transformateurs GSU (groupes synchrones) – Relais de surintensité directionnels de phase (fonction 67), directionnels vers le réseau de *transport* (options 9a, 9b et 9c)

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au paragraphe 104 de son ordonnance 733, demande à la NERC d'édicter des exigences de capacité de charge pour les relais de protection utilisés avec les transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System*

Protection Coordination. Au lieu d'un seuil de capacité de charge uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe.

Les options 9a, 9b et 9c du tableau 1 indiquent comment évaluer la capacité de charge des relais de surintensité directionnels de phase qui sont directionnels vers le réseau de *transport* et qui sont reliés au côté basse tension du transformateur GSU d'un groupe synchrone. Dans le cas des relais de ce type reliés au côté haute tension du transformateur GSU, se reporter à l'option 16.

L'option 9a consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 9b consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. La chute de tension dans le transformateur GSU est calculée à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale côté haute tension du transformateur GSU, compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur. La tension réelle au jeu de barres du groupe peut être plus élevée selon l'impédance du transformateur GSU et la *puissance réactive* effectivement produite. Ce calcul est une méthode plus approfondie et plus précise que celle de l'option 9a pour régler l'élément de surintensité.

L'option 9c consiste à simuler une tension au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ. Cette puissance est produite en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité que pour les options 9a et 9b.

Pour les options 9a et 9b, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal).

Pour l'option 9c, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation).

Transformateurs GSU (groupes asynchrones) – Relais de distance de phase (fonction 21) directionnels vers le réseau de *transport* (option 10)

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au paragraphe 104 de son ordonnance 733, demande à la NERC d'édicter des exigences de capacité de charge pour les relais de protection utilisés avec les transformateurs GSU. L'option 10 du tableau 1 indique comment évaluer la capacité de charge pour les transformateurs GSU utilisant des relais de distance de phase qui sont directionnels vers le réseau de *transport* et qui sont reliés au côté basse tension du transformateur GSU d'un groupe asynchrone. Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination.* Dans le cas des relais de ce type reliés au côté haute tension du transformateur GSU, se reporter à l'option 17.

L'option 10 consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 1,0 p.u. de la tension

nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Comme la tension au relais provient du jeu de barres du groupe, il est nécessaire d'évaluer la capacité de charge à partir de la tension côté basse tension. Les groupes asynchrones ne produisent pas autant de *puissance réactive* que les groupes synchrones ; la chute de tension liée au transfert de *puissance réactive* dans le transformateur GSU est donc moindre. Ainsi, on peut estimer prudemment la tension au jeu de barres du groupe en transposant la tension nominale côté haute tension vers le côté basse tension selon le rapport de transformation du transformateur GSU.

Pour l'option 10, l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au transfert de puissance dans le relais.

Transformateurs GSU (groupes asynchrones) – Relais de surintensité de phase (fonctions 50 ou 51) (option 11)

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au paragraphe 104 de son ordonnance 733, demande à la NERC d'édicter des exigences de capacité de charge pour les relais de protection utilisés avec les transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Au lieu d'un seuil de capacité de charge uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe.

L'option 11 du tableau 1 indique comment évaluer la capacité de charge des relais de surintensité de phase qui sont reliés au côté basse tension du transformateur GSU d'un groupe asynchrone. Dans le cas des relais de ce type reliés au côté haute tension du transformateur GSU, se reporter à l'option 18.

L'option 11 consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Comme le courant au relais provient du jeu de barres du groupe, il est nécessaire d'évaluer la capacité de charge à partir de la tension côté basse tension. Les groupes asynchrones ne produisent pas autant de *puissance réactive* que les groupes synchrones ; la chute de tension liée au transfert de *puissance réactive* dans le transformateur GSU est donc moindre. Ainsi, on peut estimer prudemment la tension au jeu de barres du groupe en transposant la tension nominale côté haute tension vers le côté basse tension selon le rapport de transformation du transformateur GSU.

Pour l'option 11, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au transfert de puissance dans le relais.

Transformateurs GSU (groupes asynchrones) – Relais de surintensité directionnels de phase (fonction 67), directionnels vers le réseau de *transport* (option 12)

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au paragraphe 104 de son ordonnance 733, demande à la NERC d'édicter des exigences de capacité de charge pour les relais de protection utilisés avec les transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Au lieu d'un seuil de capacité de charge uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe.

L'option 12 du tableau 1 indique comment évaluer la capacité de charge des relais de surintensité directionnels de phase qui sont directionnels vers le réseau de *transport* et qui sont reliés au côté basse tension du transformateur GSU d'un groupe asynchrone. Dans le cas des relais de ce type reliés au côté haute tension du transformateur GSU, se reporter à l'option 19.

L'option 12 consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Comme le courant au relais provient du jeu de barres du groupe, il est nécessaire d'évaluer la capacité de charge à partir de la tension côté basse tension. Les groupes asynchrones ne produisent pas autant de *puissance réactive* que les groupes synchrones ; la chute de tension liée au transfert de *puissance réactive* dans le transformateur GSU est donc moindre. Ainsi, on peut estimer prudemment la tension au jeu de barres du groupe en transposant la tension nominale côté haute tension vers le côté basse tension selon le rapport de transformation du transformateur GSU.

Pour l'option 12, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au transfert de puissance dans le relais.

Transformateurs de service auxiliaire (UAT) – Relais de surintensité de phase (fonctions 50 ou 51) (options 13a et 13b)

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au paragraphe 104 de son ordonnance 733, demande à la NERC d'incorporer à la présente norme des exigences de capacité de charge pour les relais de protection contre les surcharges des transformateurs de service auxiliaire (UAT) qui alimentent les services auxiliaires normaux des groupes de production. Aux fins de la présente norme, l'UAT fournit l'alimentation électrique générale qui permet au groupe de fonctionner à sa puissance brute maximale.

Les options 13a et 13b du tableau 1 présentent deux options pour le réglage des relais de surintensité de phase utilisés sur le côté haute tension des UAT. L'enroulement haute tension du transformateur peut être raccordé directement au réseau de *transport*, ou encore au jeu de barres isolées (*isolated phase bus*, ou IPB) du groupe de production. Les relais de surintensité de phase utilisés sur le côté haute tension d'un UAT et qui ont pour effet de mettre celui-ci hors service, ce qui entraîne un déclenchement direct (par exemple, par le fonctionnement d'un relais bloquant ou d'un relais de déclenchement auxiliaire) ou indirect du groupe de production correspondant, doivent être conformes aux critères de réglage de la présente norme. Étant donné la complexité de l'utilisation des relais de surcharge côté basse tension pour les transformateurs à enroulements simples ou multiples, les relais de surintensité de phase côté basse

tension des UAT ne sont pas visés par la présente norme. Le Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC traite de la protection côté basse tension des UAT dans le document *Unit Auxiliary Transformer Overcurrent Relay Loadability During a Transmission Depressed Voltage Condition*, publié en mars 2016. Parmi ces relais, on peut mentionner les relais de protection contre les arcs électriques, les relais de protection d'artère, les relais de défaillance de disjoncteur ainsi que les relais dont le déclenchement peut entraîner une réduction de la puissance produite.

Des exemples de configuration sont présentés aux figures 7 et 8.

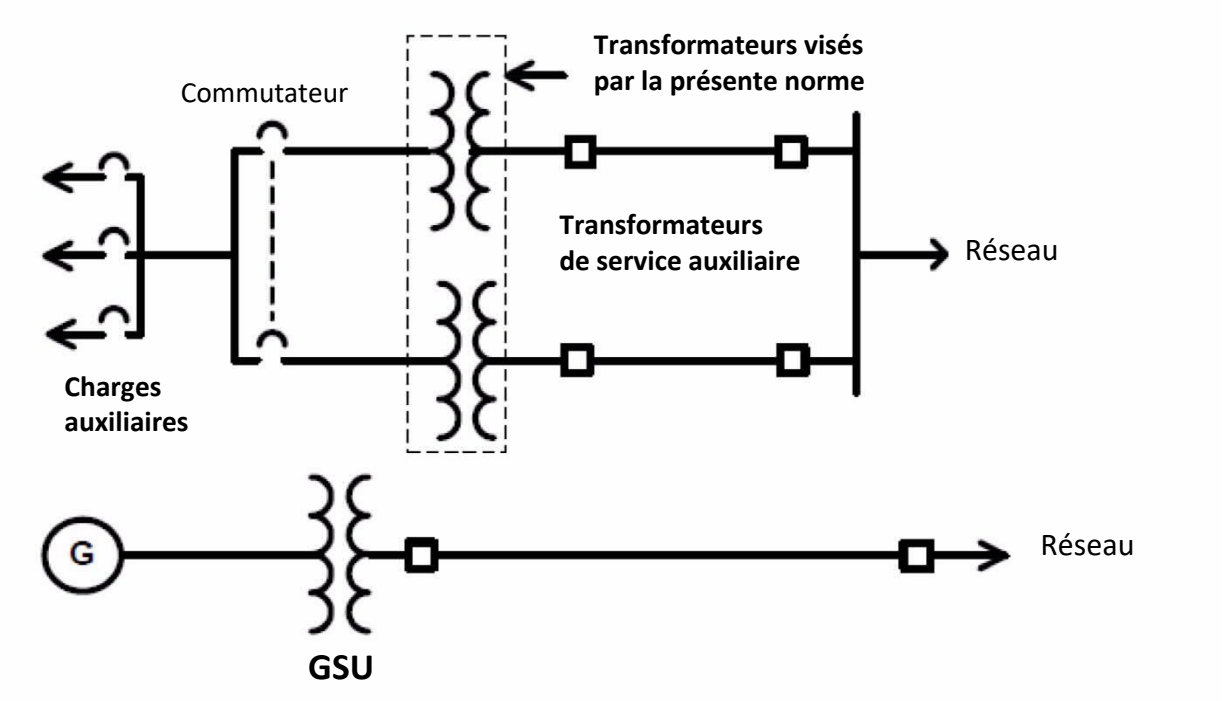


Figure 7 : Alimentation de services auxiliaires (indépendante du groupe de production)

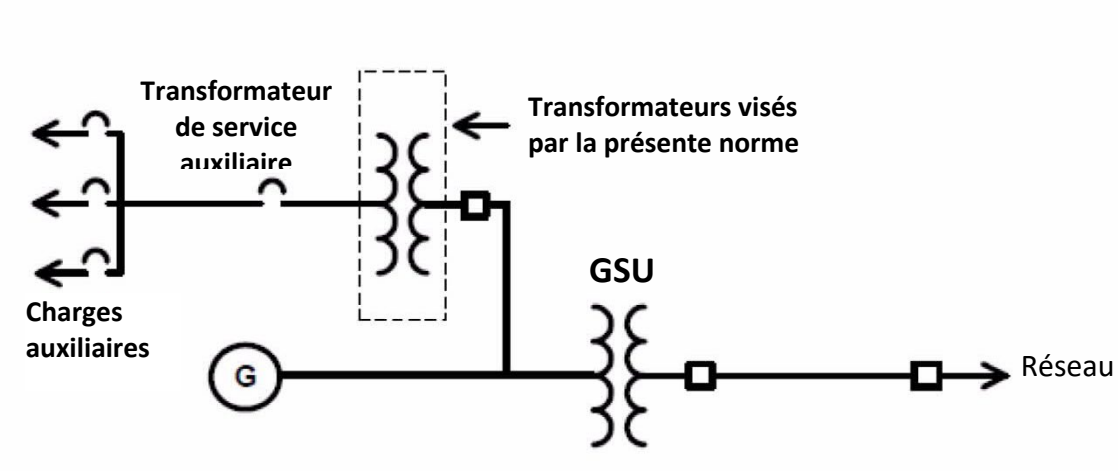


Figure 8 : Alimentation type de services auxiliaires de groupe de production ou de centrale

Les UAT qui alimentent les équipements auxiliaires d'un groupe de production ou d'une centrale sont dimensionnés en fonction de la charge maximale projetée de ces équipements à la puissance maximale du ou des groupes de production. Bien que la capacité nominale en MVA de l'UAT, dans la conception

originale du groupe ou de la centrale, soit normalement calculée en fonction de l'ajout de charges éventuelles ainsi que pour le démarrage de gros moteurs à induction, cette capacité nominale peut être proche de la charge maximale.

Compte tenu des caractéristiques variées de conception et de charge des UAT, deux options (13a et 13b) sont présentées, de manière à respecter la stratégie de protection de l'entité tout en empêchant les relais de surintensité de phase des UAT de déclencher dans les conditions dynamiques prévues dans cette norme.

Les options 13a et 13b sont basées sur une tension au jeu de barres du transformateur correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale à l'enroulement haute tension de l'UAT.

Pour l'option 13a, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 150 % du courant calculé à partir de la puissance nominale maximale (en MVA) de l'UAT. Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Pour l'option 13b, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 150 % du courant mesuré de l'UAT à la *puissance active* brute maximale du groupe déclarée au *planificateur de réseau de transport*. Cette option autorise une valeur de réglage plus basse que pour l'option 13a et la stratégie de réglage des relais de l'entité visée. Il s'agit d'un calcul plus complexe, axé sur les conditions approximatives d'un réseau fragilisé, qui permet à l'entité de baser le réglage sur la charge effective de l'UAT déterminée à partir de la capacité de *puissance active* brute maximale du groupe déclarée au *planificateur de réseau de transport*.

Le comportement des charges d'un UAT en conditions de réseau fragilisé (tensions affaiblies) est très difficile à déterminer. Plutôt que d'obliger les entités responsables à déterminer la réponse des charges de l'UAT à une tension affaiblie, les experts de l'équipe de rédaction ont préféré augmenter la marge à 150 %, soit plus que les niveaux spécifiés ailleurs dans la norme (par exemple, 115 %) et utiliser 1.0 p.u. de la tension au jeu de barres du groupe de production. Un courant de réglage minimal basé sur 150 % de la puissance nominale maximale en MVA de l'UAT à une tension de 1,0 p.u. au jeu de barres du groupe de production assure une protection adéquate de l'UAT selon la norme IEEE C37.91 en conditions de pleine charge, tout en assurant une capacité de charge du relais suffisante pour empêcher le déclenchement de l'UAT (et par la suite celui du groupe de production) en raison du courant accru des charges de l'UAT dans les conditions de tension d'un réseau fragilisé. Même si l'UAT est équipé d'un changeur de prises automatique, celui-ci pourrait ne pas réagir assez vite aux conditions anticipées dans la présente norme, et cet argument n'est pas recevable pour réduire la marge de réglage.

Éléments qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (groupes synchrones) – Relais de distance de phase (fonction 21) directionnels vers le réseau de *transport* (options 14a et 14b)

Les relais associés à des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* sont exposés à des conditions de charge semblables à celles des relais associés à des groupes de production et à des transformateurs GSU. Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Les relais utilisés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU réagissent aux mêmes grandeurs que les relais utilisés à l'extrémité éloignée de la ligne pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* ; l'option 14 s'applique donc aussi à ces relais.

Les options 14a et 14b du tableau 1 présentent les critères de réglage des relais de distance de phase directionnels vers le réseau de *transport* visant à empêcher les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* de déclencher dans les conditions dynamiques anticipées dans cette norme. Les conditions de réseau fragilisé de l'option 14a correspondent à 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne ; ainsi, la valeur de réglage de l'élément d'impédance des relais de distance de phase directionnels vers le réseau de *transport*, pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, est calculée à partir de la puissance apparente indiquée dans les critères, avec 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais. Il n'est pas nécessaire de tenir compte de la chute de tension dans le transformateur GSU. L'option 14b consiste à simuler la tension de la ligne correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. Une valeur de 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne est représentative de la tension minimale prévue en conditions de tension affaiblie pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité.

L'option 14a spécifie que l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal). Le multiplicateur de la *puissance réactive* diffère de la valeur de 150 % utilisée pour d'autres applications afin de tenir compte des pertes de *puissance réactive* dans le transformateur GSU. Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 14b spécifie que l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation). L'option 14b utilise la tension simulée de la ligne, à l'emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément d'impédance.

Éléments qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (groupes synchrones) – Relais de surintensité de phase (fonctions 50 ou 51) (options 15a et 15b)

Les relais associés à des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* sont exposés à des conditions de charge semblables à celles des relais associés à des groupes de production et à des transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Au lieu d'un seuil de réglage uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe de production au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe.

Les relais utilisés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU réagissent aux mêmes grandeurs que les relais utilisés à l'extrémité éloignée de la ligne pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* ; l'option 15 s'applique donc aussi à ces relais.

Les options 15a et 15b du tableau 1 présentent les critères de réglage des relais de surintensité instantanés ou temporisés de phase , visant à empêcher les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* de déclencher dans les conditions dynamiques anticipées dans cette norme. Les conditions de réseau fragilisé de l'option 15a correspondent à 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais ; ainsi, la valeur de réglage de l'élément de surintensité des relais de surintensité instantanés ou temporisés de phase, pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, est calculée à partir de la puissance apparente indiquée dans les critères, avec 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais. Il n'est pas nécessaire de tenir compte de la chute de tension dans le transformateur GSU. L'option 15b consiste à simuler la tension de la ligne correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. Une valeur de 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne est représentative de la tension minimale prévue en conditions de tension affaiblie pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité.

L'option 15a spécifie que l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal). Le multiplicateur de la *puissance réactive* diffère de la valeur de 150 % utilisée pour d'autres applications afin de tenir compte des pertes de *puissance réactive* dans le transformateur GSU. Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 15b spécifie que l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation). L'option 15b utilise la tension simulée de la ligne, à l'emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité.

Éléments qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (groupes synchrones) – Relais de surintensité directionnels de phase (fonction 67), directionnels vers le réseau de *transport* (options 16a et 16b)

Les relais associés à des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* sont exposés à des conditions de charge semblables à celles des relais associés à des

groupes de production et à des transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Au lieu d'un seuil de réglage uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe de production au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe. Les relais utilisés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU réagissent aux mêmes grandeurs que les relais utilisés à l'extrémité éloignée de la ligne pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* ; l'option 16 s'applique donc aussi à ces relais.

Les options 16a et 16b du tableau 1 présentent les critères de réglage des relais de surintensité directionnels de phase qui sont directionnels vers le réseau de *transport*, visant à empêcher les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* de déclencher dans les conditions dynamiques anticipées dans cette norme. Les conditions de réseau fragilisé de l'option 16a correspondent à 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais ; ainsi, la valeur de réglage de l'élément de surintensité des relais de surintensité directionnels de phase, pour les *installations* de raccordement, est calculée à partir de la puissance apparente indiquée dans les critères, avec 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais. Il n'est pas nécessaire de tenir compte de la chute de tension dans le transformateur GSU. L'option 16b consiste à simuler la tension de la ligne correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. Une valeur de 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne est représentative de la tension minimale prévue en conditions de tension affaiblie pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité.

L'option 16a spécifie que l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal). Le multiplicateur de la *puissance réactive* diffère de la valeur de 150 % utilisée pour d'autres applications afin de tenir compte des pertes de *puissance réactive* dans le transformateur GSU. Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 16b spécifie que l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation). L'option 16b utilise la tension simulée de la ligne, à l'emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité.

Éléments qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (groupes asynchrones) – Relais de distance de phase (fonction 21) directionnels vers le réseau de *transport* (option 17)

Les relais installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris à l'extrémité éloignée de la ligne, et associés à des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, sont exposés à des conditions de charge semblables à celles des relais associés à des groupes de production et à des transformateurs GSU. Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*.

L'option 17 du tableau 1 présente les critères de réglage des relais de distance de phase directionnels vers le réseau de *transport*, visant à empêcher les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* de déclencher dans les conditions dynamiques anticipées dans cette norme. L'option 17 utilise une valeur de 1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais pour calculer l'impédance à partir de la puissance nominale combinée maximale en MVA.

L'option 17 spécifie que l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au transfert de puissance dans le relais. Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Éléments qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (groupes asynchrones) – Relais de surintensité de phase(fonctions 50 ou 51) (option 18)

Les relais installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris à l'extrémité éloignée de la ligne, et associés à des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, sont exposés à des conditions de charge semblables à celles des relais associés à des groupes de production et à des transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Au lieu d'un seuil de réglage uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe de production au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe.

L'option 18 du tableau 1 présente les critères de réglage des relais de surintensité de phase, visant à empêcher les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* de déclencher dans les conditions dynamiques anticipées dans cette norme. L'option 18 utilise une valeur de 1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais pour calculer le courant à partir de la puissance nominale combinée maximale en MVA.

L'option 18 spécifie que l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au transfert de puissance dans le relais. Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Éléments qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (groupes asynchrones) – Relais de surintensité directionnels de phase (fonction 67), directionnels vers le réseau de *transport* (option 19)

Les relais installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris à l'extrémité éloignée de la ligne, et associés à des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, sont exposés à des conditions de charge semblables à celles des relais associés à des groupes de production et à des transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Au lieu d'un seuil de réglage uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe de production au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe.

L'option 19 du tableau 1 présente les critères de réglage des relais de surintensité directionnels de phase directionnels vers le réseau de *transport*, visant à empêcher les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* de déclencher dans les conditions dynamiques anticipées dans cette norme. L'option 19 utilise une valeur de 1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais pour calculer le courant à partir de la puissance nominale combinée maximale en MVA.

L'option 19 spécifie que l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au transfert de puissance dans le relais. Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Exemples de calcul

Introduction

Variables de calcul	
Description	**Valeurs de départ**
Puissance nominale de groupe synchrone (MVA au FP nominal)	$GEN_{synch_nom} = 903\ MVA$
	$fp = 0{,}85$
Tension nominale de groupe de production (phase-phase)	$V_{gen_nom} = 22\ kV$
Puissance active produite (en MW) déclarée au *planificateur de réseau de transport*	$P_{synch_decl} = 700{,}0\ MW$
Puissance nominale de transformateur élévateur de groupe (GSU)	$MVA_{GSU} = 903\ MVA$
Réactance de transformateur GSU (base de 903 MVA)	$X_{GSU} = 12{,}14\ \%$
Puissance de base en MVA de transformateur GSU	$MVA_{base} = 767{,}6\ MVA$
Rapport de transformateur GSU	$GSU_{rapp} = \frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}$
Tension nominale du réseau côté haute tension (phase-phase)	$V_{nom} = 345\ kV$
Rapport de transformateur de courant (TC)	$TC_{rapp} = \frac{25\ 000}{5}$
Rapport de transformateur de tension (TT) côté basse tension	$TT_{rapp} = \frac{200}{1}$
Rapport de TT côté haute tension	$TT_{rapp_ht} = \frac{2\ 000}{1}$
Puissance nominale de transformateur de service auxiliaire (UAT)	$UAT_{nom} = 60\ MVA$
Tension d'UAT, côté haute tension	$V_{UAT} = 13{,}8\ kV$
Rapport de TC d'UAT	$TC_{UAT} = \frac{5\ 000}{5}$
Rapport de TC côté haute tension	$TC_{rapp_ht} = \frac{2\ 000}{5}$
Puissance réactive produite par les dispositifs statiques	$MVAR_{stat} = 15\ Mvar$
Puissance réactive produite par les dispositifs statiques associés à la production	$MVAR_{gen_stat} = 5\ Mvar$
Puissance nominale de groupe asynchrone (MVA au FP nominal)	$GEN_{asynch_nom} = 40\ MVA$
	$fp = 0{,}85$

Variables de calcul	
Description	**Valeurs de départ**
Rapport de TC de groupe asynchrone	$TC_{asynch_rapp} = \frac{5\,000}{5}$
Rapport de TC côté haute tension de groupe asynchrone	$TC_{asynch_rapp_ht} = \frac{300}{5}$
Rapport de TC au jeu de barres de poste éloigné	$TC_{rapp_poste_eloigne} = \frac{2\,000}{5}$

Exemples de calcul : Option 1a

L'option 1a représente le calcul le plus simple pour les groupes synchrones utilisant un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*.

Puissance active produite (P) :

Éq. (1)
$$P = GEN_{synch_nom} \times fp$$
$$P = 903\ MVA \times 0{,}85$$
$$P = 767{,}6\ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (2)
$$Q = 150\ \% \times P$$
$$Q = 1{,}50 \times 767{,}6\ MW$$
$$Q = 1\ 151{,}3\ Mvar$$

Option 1a du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension :

Éq. (3)
$$V_{gen} = 0{,}95\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$
$$V_{gen} = 0{,}95 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$
$$V_{gen} = 20{,}81\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (4)
$$S = P_{synch_decl} + jQ$$
$$S = 700{,}0\ MW + j1\ 151{,}3\ Mvar$$
$$S = 1\ 347{,}4\ \angle 58{,}7°\ MVA$$

Impédance au primaire (Z_{pri}) :

Éq. (5)
$$Z_{pri} = \frac{V_{gen}^2}{S^*}$$
$$Z_{pri} = \frac{(20{,}81\ kV)^2}{1\ 347{,}4 \angle -58{,}7°\ MVA}$$
$$Z_{pri} = 0{,}321\ \angle 58{,}7°\ \Omega$$

Impédance au secondaire (Z_{sec}) :

Éq. (6)
$$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{TC_{rapp}}{TT_{rapp}}$$
$$Z_{sec} = 0{,}321\ \angle 58{,}7°\ \Omega \times \frac{\frac{25\ 000}{5}}{\frac{200}{1}}$$
$$Z_{sec} = 0{,}321\ \angle 58{,}7°\ \Omega \times 25$$
$$Z_{sec} = 8{,}035\ \angle 58{,}7°\ \Omega$$

Exemples de calcul : Option 1a

Lorsqu'on applique la marge de 115 % de l'option 1a :

Éq. (7)

$$Z_{sec\ _limite} = \frac{Z_{sec}}{115\ \%}$$

$$Z_{sec\ _limite} = \frac{8{,}035\ \angle 58{,}7°\ \Omega}{1{,}15}$$

$$Z_{sec\ _limite} = 6{,}9873\ \angle 58{,}7°\ \Omega$$

$$\theta_{angle_charge_transit} = 58{,}7°$$

Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :

Éq. (8)

$$Z_{max} < \frac{|\ Z_{sec\ _limite}\ |}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$$

$$Z_{max} < \frac{6{,}9873\ \Omega}{\cos(85{,}0° - 58{,}7°)}$$

$$Z_{max} < \frac{6{,}9873\ \Omega}{0{,}896}$$

$$Z_{max} < 7{,}793\ \angle 85{,}0°\ \Omega$$

Exemples de calcul : Options 1b et 7b

L'option 1b présente un calcul plus complexe et plus précis pour les groupes synchrones utilisant un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*. Cette option nécessite de calculer la tension côté basse tension en tenant compte de la chute de tension dans le transformateur GSU. Ce même calcul est applicable à l'option 7b pour les transformateurs GSU utilisant un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*.

Puissance active produite (P) :

Éq. (9)

$$P = GEN_{synch_nom} \times fp$$

$$P = 903\ MVA \times 0{,}85$$

$$P = 767{,}6\ MW$$

Puissance réactive produite (Q)

Éq. (10)

$$Q = 150\ \% \times P$$

$$Q = 1{,}50 \times 767{,}6\ MW$$

$$Q = 1\ 151{,}3\ Mvar$$

Exemples de calcul : Options 1b et 7b

Conversion de la *puissance active*, de la *puissance réactive* et de la réactance du transformateur en valeurs p.u. à partir d'une puissance de base (MVA_{base}) de 767,6 MVA :

Puissance active produite (P) :

Éq. (11)
$$P_{pu} = \frac{P_{synch_decl}}{MVA_{base}}$$
$$P_{pu} = \frac{700{,}0\ MW}{767{,}6\ MVA}$$
$$P_{pu} = 0{,}91\ p.u.$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (12)
$$Q_{pu} = \frac{Q}{MVA_{base}}$$
$$Q_{pu} = \frac{1\ 151{,}3\ Mvar}{767{,}6\ MVA}$$
$$Q_{pu} = 1{,}5\ p.u.$$

Impédance du transformateur (X_{pu}) :

Éq. (13)
$$X_{pu} = X_{GSU} \times \left(\frac{MVA_{\ base}}{MVA_{GSU}}\right)$$
$$X_{pu} = 12{,}14\ \% \times \left(\frac{767{,}6\ MVA}{903\ MVA}\right)$$
$$X_{pu} = 0{,}1032\ p.u.$$

Appliquer la formule ci-dessous pour calculer la tension côté basse tension du transformateur GSU (V_{basse_tens}) à partir de 0,85 p.u. de la tension côté haute tension (V_{haute_tens}). Supposer une tension initiale côté basse tension de 0,95 p.u. et répéter le calcul autant de fois que nécessaire, jusqu'à convergence de V_{basse_tens}. Une convergence de moins de 1 % entre itérations est jugée suffisante.

Éq. (14)
$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times |X_{pu}|)}{|V_{basse_tens}| \times [V_{haute_tens}|)}\right]$$
$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(0{,}91\ \times 0{,}1032}{(0{,}95\ \times\ 0{,}85)}\right]$$
$$\theta_{basse_tens} = 6{,}7°$$

Éq. (15)
$$|V_{basse_tens}| = \frac{|V_{haute_tens}| \times \cos(\theta_{basse_tens}) \pm \sqrt{|V_{haute_tens}|^2 \times \cos^2(\theta_{basse_tens}) + 4\ \times Q_{pu}\ \times X_{pu}}}{2}$$
$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times\ cos(6{,}7°) \pm \sqrt{|0{,}85|^2 \times \cos^2(6{,}7°) + 4\ \times 1{,}5\ \times 0{,}1032}}{2}$$

Exemples de calcul : Options 1b et 7b

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times 0{,}9931 \pm \sqrt{0{,}7225 \times 0{,}9864 + 0{,}6192}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{0{,}8441 \pm 1{,}1541}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = 0{,}9991\ p.u.$$

Utiliser la nouvelle valeur estimée V_{basse_tens} de 0,9991 p.u. pour la deuxième itération :

Éq. (16)

$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times |X_{pu}|)}{(|V_{basse_tens}| \times [V_{haute_tens}])}\right]$$

$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(0{,}91 \times 0{,}1032}{(0{,}9991\ \times\ 0{,}85)}\right]$$

$$\theta_{basse_tens} = 6{,}3°$$

Éq. (17)

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|V_{haute_tens}| \times \cos(\theta_{basse_tens}) \pm \sqrt{|V_{haute_tens}|^2 \times \cos^2(\theta_{basse_tens}) + 4\ \times Q_{pu}\ \times X_{pu}}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times\ cos(6{,}3°)\ \pm \sqrt{|0{,}85|^2 \times \cos^2(6{,}3°) + 4\ \times 1{,}5\ \times 0{,}1032}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times\ 0{,}9940\ \pm \sqrt{0{,}7225 \times 0{,}9880 + 0{,}6192}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{0{,}8449\ \pm\ 1{,}1546}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = 0{,}9998\ p.u.$$

Pour tenir compte de la tension nominale côté haute tension et du rapport de transformation :

Éq. (18)

$$V_{barre} = |V_{basse_tens}| \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$

$$V_{barre} = 0{,}9998\ p.u.\ \times\ 345\ kV\ \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$

$$V_{barre} = 21{,}90\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (19)

$$S\ =\ P_{synch_decl} + jQ$$

$$S\ =\ 700{,}0\ MW\ +\ j1\ 151{,}3\ Mvar$$

$$S\ =\ 1\ 347{,}4\ \angle 58{,}7°\ MVA$$

Exemples de calcul : Options 1b et 7b

Impédance au primaire (Z_{pri}) :

Éq. (20)
$$Z_{pri} = \frac{V_{barre}^2}{S^*}$$
$$Z_{pri} = \frac{(21{,}90\ kV)^2}{1\ 347{,}4 \angle -\ 58{,}7°\ MVA}$$
$$Z_{pri} = 0{,}356 \angle 58{,}7°\ \Omega$$

Impédance au secondaire (Z_{sec}) :

Éq. (21)
$$Z_{sec} = Z_{pri}\ \times \frac{TC_{rapp}}{TT_{rapp}}$$
$$Z_{sec} = 0{,}356 \angle 58{,}7°\ \ \Omega \times \frac{\frac{25\ 000}{5}}{\frac{200}{1}}$$
$$Z_{sec} = 0{,}356 \angle 58{,}7°\ \ \Omega \times\ 25$$
$$Z_{sec} = 8{,}900 \angle 58{,}7°\ \ \Omega$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 1b et 7b :

Éq. (22)
$$Z_{\text{sec }_limite} = \frac{Z_{sec}}{115\ \%}$$
$$Z_{\text{sec }_limite} = \frac{8{,}900 \angle 58{,}7°\ \Omega}{1{,}15}$$
$$Z_{\text{sec }_limite} = 7{,}74 \angle 58{,}7°\ \Omega$$
$$\theta_{angle_charge_transit} = 58{,}7°$$

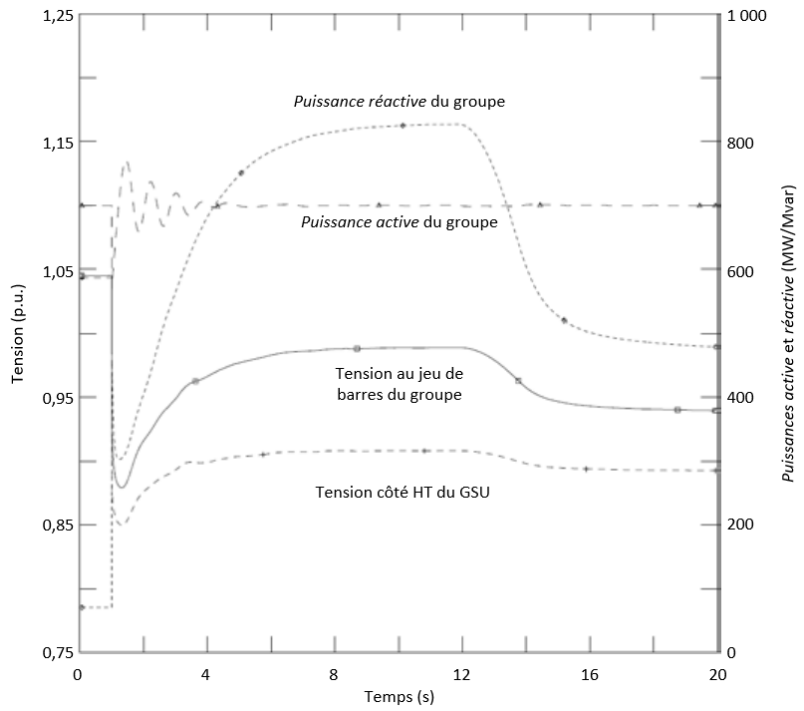
Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :

Éq. (23)
$$Z_{max}\ < \frac{|Z_{sec_limite}|}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit}\ )}$$
$$Z_{max}\ < \frac{7{,}74\ \Omega}{\cos(85{,}0°\ -\ 58{,}7°\ )}$$
$$Z_{max}\ < \frac{7{,}74\ \Omega}{0{,}8965}$$
$$Z_{max} < 8{,}633 \angle 85{,}0°\ \ \Omega$$

Exemples de calcul : options 1c et 7c

L'option 1c présente un réglage plus complexe et plus précis de l'élément d'impédance. Cette option nécessite de déterminer la *puissance réactive* maximale produite par le groupe pendant le forçage de champ ainsi que la tension correspondante au jeu de barres du groupe. Une fois ces valeurs établies, les calculs subséquents sont les mêmes que pour les options 1a et 1b.

La *puissance réactive* du groupe et la tension au jeu de barres du groupe sont établies par simulation. La *puissance réactive* maximale produite sur le côté basse tension du transformateur GSU pendant le forçage de champ est la valeur utilisée, car elle correspond à l'impédance apparente la plus faible. La tension correspondante au jeu de barres du groupe est aussi utilisée dans le calcul. Soulignons que bien que le limiteur d'excitation intervienne pour réduire la force du champ, la *puissance réactive* produite dans cette situation est maintenue assez longtemps pour déclencher un relais de distance de phase.



Cette simulation produit les valeurs suivantes :

$$Q = 827{,}4\ Mvar$$

$$V_{barre_simul} = 0{,}989 \times V_{gen_nom} = 21{,}76\ kV$$

L'autre valeur requise est la *puissance active* produite, qui dans la simulation est égale à 100 % de la capacité brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*. Dans ce cas :

$$P_{synch_decl} = 700{,}0\ MW$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (24) $$S = P_{synch_decl} + jQ$$

$$S = 700{,}0\ MW + j827{,}4\ Mvar$$

$$S = 1\,083{,}8\ \angle 49{,}8°\ MVA$$

Exemples de calcul : options 1c et 7c

Impédance au primaire (Z_{pri}) :

Éq. (25)
$$Z_{pri} = \frac{V_{barre_simul}^2}{S^*}$$
$$Z_{pri} = \frac{(21{,}76\ kV)^2}{1\ 083{,}8 \angle -\ 49{,}8°\ MVA}$$
$$Z_{pri} = 0{,}437 \angle 49{,}8°\ \Omega$$

Impédance au secondaire (Z_{sec}) :

Éq. (26)
$$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{TC_{rapp}}{TT_{rapp}}$$
$$Z_{sec} = 0{,}437 \angle 49{,}8°\ \Omega \times \frac{\frac{25\ 000}{5}}{\frac{200}{1}}$$
$$Z_{sec} = 0{,}437 \angle 49{,}8°\ \Omega \times 25$$
$$Z_{sec} = 10{,}92 \angle 49{,}8°\ \Omega$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 1c et 7c :

Éq. (27)
$$Z_{sec_limite} = \frac{Z_{sec}}{115\ \%}$$
$$Z_{sec_limite} = \frac{10{,}92 \angle 49{,}8°\ \Omega}{1{,}15}$$
$$Z_{sec_limite} = 9{,}50 \angle 49{,}8°\ \Omega$$
$$\theta_{angle_charge_transit} = 49{,}8°$$

Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :

Éq. (28)
$$Z_{max} < \frac{|Z_{sec_limite}|}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$$
$$Z_{max} < \frac{9{,}50\ \Omega}{\cos(85{,}0° - 49{,}8°)}$$
$$Z_{max} < \frac{9{,}50\ \Omega}{0{,}8171}$$
$$Z_{max} < 11{,}63 \angle 85{,}0°\ \Omega$$

Exemples de calcul : Option 2a

L'option 2a présente le calcul le plus simple pour les groupes synchrones utilisant un relais de surintensité de phase (fonctions 50, 51 ou 51V-R) :

Puissance active produite (P) :

Éq. (29)
$$P = GEN_{synch_nom} \times fp$$

Exemples de calcul : Option 2a

$$P = 903\ MVA\ \times\ 0{,}85$$

$$P = 767{,}6\ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (30) $$Q = 150\ \%\ \times\ P$$

$$Q = 1{,}50\ \times\ 767{,}6\ MW$$

$$Q = 1\ 151{,}3\ Mvar$$

Option 2a du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension :

Éq. (31) $$V_{gen} = 0{,}95\ p.u.\ \times\ V_{nom}\ \times GSU_{rapp}$$

$$V_{gen} = 0{,}95\ \times\ 345\ kV\ \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$

$$V_{gen} = 20{,}81\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (32) $$S\ = P_{synch_decl}\ + jQ$$

$$S\ =\ 700{,}0\ MW\ +\ j1\ 151{,}3\ Mvar$$

$$S\ =\ 1\ 347{,}4\ \angle 58{,}7°\ MVA$$

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (33) $$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3}\ \times\ V_{gen}}$$

$$I_{pri} = \frac{1\ 347{,}4\ MVA}{1{,}73\ \times 20{,}81\ kV}$$

$$I_{pri}\ =\ 37\ 383\ A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (34) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp}}$$

$$I_{sec} = \frac{37\ 383\ A}{\frac{25\ 000}{5}}$$

$$I_{sec} = 7{,}477\ A$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % de l'option 2a :

Éq. (35) $$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\ \%$$

$$I_{sec_limite} > 7{,}477\ A \times 1{,}15$$

$$I_{sec_limite} > 8{,}598\ A$$

Exemples de calcul : Option 2b

L'option 2b présente un calcul plus complexe et plus précis pour les groupes synchrones utilisant un relais de surintensité de phase (fonctions 50, 51 ou 51V-R) :

Puissance active produite (P) :

Éq. (36)
$$P = GEN_{synch_nom} \times fp$$
$$P = 903\ MVA \times 0{,}85$$
$$P = 767{,}6\ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (37)
$$Q = 150\ \% \times P$$
$$Q = 1{,}50 \times 767{,}6\ MW$$
$$Q = 1\ 151{,}3\ Mvar$$

Conversion de la *puissance active*, de la *puissance réactive* et de la réactance du transformateur en valeurs p.u. à partir d'une puissance de base (MVA_{base}) de 767,6 MVA.

Puissance active produite (P) :

Éq. (38)
$$P_{pu} = \frac{P_{synch_decl}}{MVA_{base}}$$
$$P_{pu} = \frac{700{,}0\ MW}{767{,}6\ MVA}$$
$$P_{pu} = 0{,}91\ p.u.$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (39)
$$Q_{pu} = \frac{Q}{MVA_{base}}$$
$$Q_{pu} = \frac{1\ 151{,}3\ Mvar}{767{,}6\ MVA}$$
$$Q_{pu} = 1{,}5\ p.u.$$

Impédance du transformateur :

Éq. (40)
$$X_{pu} = X_{GSU} \times \frac{MVA_{\ base}}{MVA_{\ GSU}}$$
$$X_{pu} = 12{,}14\ \% \times \left(\frac{767{,}6\ MVA}{903\ MVA}\right)$$
$$X_{pu} = 0{,}1032\ p.u.$$

Exemples de calcul : Option 2b

Appliquer la formule ci-dessous pour calculer la tension côté basse tension du transformateur GSU (V_{basse_tens}) à partir de 0,85 p.u. de la tension côté haute tension (V_{haute_tens}). Supposer une tension initiale côté basse tension de 0,95 p.u. et répéter le calcul autant de fois que nécessaire, jusqu'à convergence de V_{basse_tens}. Une convergence de moins de 1 % entre itérations est jugée suffisante.

Éq. (41)

$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times |X_{pu}|)}{(|V_{basse_tens}| \times [V_{haute_tens}])}\right]$$

$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(0{,}91 \times 0{,}1032)}{(0{,}95 \times 0{,}85)}\right]$$

$$\theta_{basse_tens} = 6{,}7°$$

Éq. (42)

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|V_{haute_tens}| \times \cos(\theta_{basse_tens}) \pm \sqrt{|V_{haute_tens}|^2 \times \cos^2(\theta_{basse_tens}) + 4 \times Q_{pu} \times X_{pu}}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times \cos(6{,}7°) \pm \sqrt{|0{,}85|^2 \times \cos^2(6{,}7°) + 4 \times 1{,}5 \times 0{,}1032}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times 0{,}9931 \pm \sqrt{0{,}7225 \times 0{,}9864 + 0{,}6192}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{0{,}8441 \pm 1{,}1541}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = 0{,}9991\ p.u.$$

Utiliser la nouvelle valeur estimée V_{basse_tens} de 0,9991 p.u. pour la deuxième itération :

Éq. (43)

$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times |X_{pu}|)}{(|V_{basse_tens}| \times [V_{haute_tens}])}\right]$$

$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(0{,}91 \times 0{,}1032}{(0{,}9991 \times 0{,}85)}\right]$$

$$\theta_{basse_tens} = 6{,}3°$$

Éq. (44)

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|V_{haute_tens}| \times \cos(\theta_{basse_tens}) \pm \sqrt{|V_{haute_tens}|^2 \times cos^2(\theta_{basse_tens}) + 4 \times Q_{pu} \times X_{pu}}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times cos(6{,}3°) \pm \sqrt{|0{,}85|^2 \times \cos^2(6{,}3°) + 4 \times 1{,}5 \times 0{,}1032}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times 0{,}9940 \pm \sqrt{0{,}7225 \times 0{,}9880 + 0{,}6192}}{2}$$

Exemples de calcul : Option 2b

$$|V_{basse_tens}| = \frac{0{,}8449 \pm 1{,}1546}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = 0{,}9998\ p.u.$$

Pour tenir compte de la tension nominale côté haute tension et du rapport de transformation :

Éq. (45) $$V_{barre} = |V_{basse_tens}| \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$

$$V_{barre} = 0{,}9998\ p.u. \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$

$$V_{barre} = 21{,}90\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (46) $$S = P_{synch_decl} + jQ$$

$$S = 700{,}0\ MW + j1\ 151{,}3\ Mvar$$

$$S = 1\ 347{,}4\ \angle 58{,}7°\ MVA$$

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (47) $$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{barre}}$$

$$I_{pri} = \frac{1\ 347{,}4\ MVA}{1{,}73 \times 21{,}90\ kV}$$

$$I_{pri} = 35\ 553\ A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (48) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp}}$$

$$I_{sec} = \frac{35\ 553\ A}{\frac{25\ 000}{5}}$$

$$I_{sec} = 7{,}111\ A$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % de l'option 2b :

Éq. (49) $$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\ \%$$

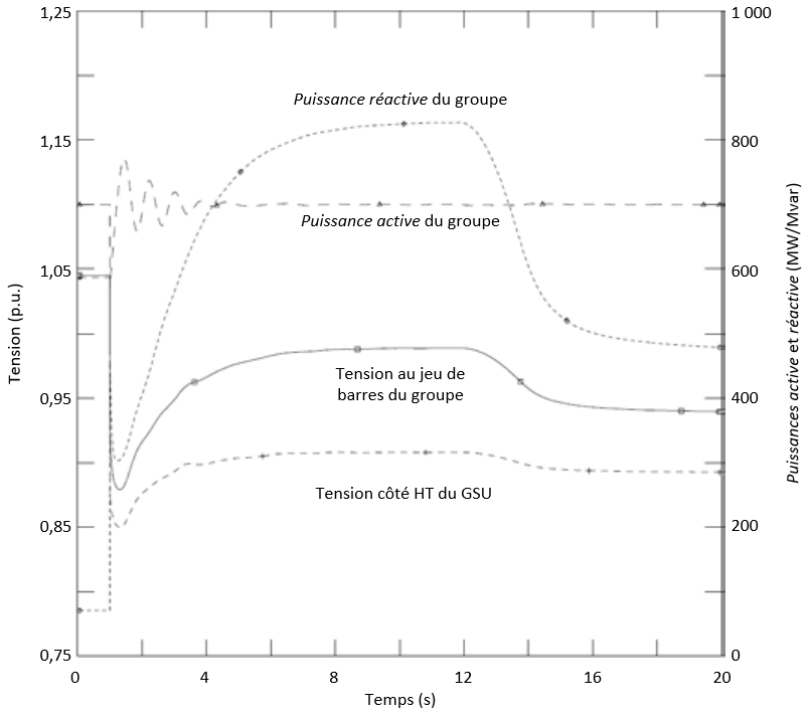
$$I_{sec_limite} > 7{,}111\ A \times 1{,}15$$

$$I_{sec_limite} > 8{,}178\ A$$

Exemples de calcul : option 2c

L'option 2c présente un réglage plus complexe et plus précis de l'élément de surintensité du relais de surintensité de phase (fonctions 50, 51 ou 51V-R). Cette option nécessite de déterminer la *puissance réactive* maximale produite par le groupe pendant le forçage de champ ainsi que la tension correspondante au jeu de barres du groupe. Une fois ces valeurs établies, les calculs subséquents sont les mêmes que pour les options 2a et 2b.

La *puissance réactive* produite et la tension au jeu de barres du groupe sont établies par simulation. La *puissance réactive* maximale produite sur le côté basse tension du transformateur GSU pendant le forçage de champ est la valeur utilisée, car elle correspond au courant le plus élevé. La tension correspondante au jeu de barres du groupe est aussi utilisée dans le calcul. Soulignons que bien que le limiteur d'excitation intervienne pour réduire la force du champ, la *puissance réactive* produite dans cette situation est maintenue assez longtemps pour déclencher un relais de surintensité de phase à retenue de tension.



Cette simulation produit les valeurs suivantes :

$$Q = 827{,}4\ Mvar$$

$$V_{barre_simul} = 0{,}989 \times V_{gen_nom} = 21{,}76\ kV$$

L'autre valeur requise est la *puissance active* produite, qui dans la simulation est égale à 100 % de la capacité brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*. Dans ce cas :

$$P_{synch_decl} = 700{,}0\ MW$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (50) $$S = P_{synch_decl} + jQ$$

$$S = 700{,}0\ MW + j827{,}4\ Mvar$$

Exemples de calcul : option 2c

$$S = 1\,083{,}8 \angle 49{,}8° \; MVA$$

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (51) $$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{barre_simul}}$$

$$I_{pri} = \frac{1\,083{,}8 \; MVA}{1{,}73 \times 21{,}76 \; kV}$$

$$I_{pri} = 28\,790 \; A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (52) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp}}$$

$$I_{sec} = \frac{28\,790 \; A}{\frac{25\,000}{5}}$$

$$I_{sec} = 5{,}578 \; A$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % de l'option 2c :

Éq. (53) $$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\,\%$$

$$I_{sec_limite} > 5{,}758 \; A \times 1{,}15$$

$$I_{sec_limite} > 6{,}622 \; A$$

Exemples de calcul : options 3 et 6

L'option 3 présente le seul calcul pour les groupes synchrones utilisant un relais de surintensité temporisé de phase (fonction 51V-C) supervisé en tension (fonctionnement autorisé selon la tension). Ce même calcul est utilisé à l'option 6 pour les groupes asynchrones.

Options 3 et 6 du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension :

Éq. (54) $$V_{gen} = 1{,}0 \; p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$

$$V_{gen} = 1{,}0 \times 345 \; kV \times \left(\frac{22 \; kV}{346{,}5 \; kV}\right)$$

$$V_{gen} = 21{,}9 \; kV$$

La consigne de tension doit être réglée à moins de 75 % de la tension au jeu de barres du groupe :

Éq. (55) $$V_{reglage} < V_{gen} \times 75\,\%$$

$$V_{reglage} < 21{,}9 \; kV \times 0{,}75$$

$$V_{reglage} < 16{,}429 \; kV$$

Exemples de calcul : option 4

L'option 4 présente le calcul pour les groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur) utilisant un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*.

Puissance active produite (P) :

Éq. (56)
$$P = GEN_{asynch_nom} \times fp$$
$$P = 40\ MVA \times 0{,}85$$
$$P = 34{,}0\ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (57)
$$Q = GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-1}(fp))$$
$$Q = 40\ MVA \times \sin(\cos^{-1}(0{,}85))$$
$$Q = 21{,}1\ Mvar$$

Option 4 du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension :

Éq. (58)
$$V_{gen} = 1{,}0\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$
$$V_{gen} = 1{,}0 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$
$$V_{gen} = 21{,}9\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (59)
$$S = P + jQ$$
$$S = 34{,}0\ MW + j21{,}1\ Mvar$$
$$S = 40{,}0 \angle 31{,}8°\ MVA$$

Impédance au primaire (Z_{pri}) :

Éq. (60)
$$Z_{pri} = \frac{V_{gen}^2}{S^*}$$
$$Z_{pri} = \frac{(21{,}9\ kV)^2}{40{,}0 \angle -31{,}8°\ MVA}$$
$$Z_{pri} = 11{,}99 \angle 31{,}8°\ \Omega$$

Impédance au secondaire (Z_{sec}) :

Éq. (61)
$$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{TC_{asynch_rapp}}{TT_{rapp}}$$

Exemples de calcul : option 4

$$Z_{sec} = 11{,}99 \angle 31{,}8° \, \Omega \times \frac{\frac{5\,000}{5}}{\frac{200}{1}}$$

$$Z_{sec} = 11{,}99 \angle 31{,}8° \, \Omega \times 5$$

$$Z_{sec} = 59{,}95 \angle 31{,}8° \, \Omega$$

Lorsqu'on applique la marge de 130 % de l'option 4 :

Éq. (62) $$Z_{sec_limite} = \frac{Z_{sec}}{130\ \%}$$

$$Z_{sec_limite} = \frac{59{,}95 \angle 31{,}8° \, \Omega}{1{,}30}$$

$$Z_{sec_limite} = 46{,}12 \angle 31{,}8° \, \Omega$$

$$\theta_{angle_charge_transit} = 31{,}8°$$

Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :

Éq. (63) $$Z_{max} < \frac{|\, Z_{sec_limite} \,|}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$$

$$Z_{max} < \frac{46{,}12 \, \Omega}{\cos(85{,}0° - 31{,}8°)}$$

$$Z_{max} < \frac{46{,}12 \, \Omega}{0{,}599}$$

$$Z_{max} < 77{,}0 \angle 85{,}0° \, \Omega$$

Exemples de calcul : option 5a

L'exemple ci-après représente le calcul pour trois groupes asynchrones utilisant un relais de surintensité de phase (fonction 50, 51 ou 51V-R). Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée.

Puissance active produite (P) :

Éq. (64) $$P = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$$

$$P = 3 \times 40 \, MVA \times 0{,}85$$

$$P = 102{,}0 \, MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (65) $$Q = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_stat} + (3 \times GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-1}(fp)))$$

$$Q = 15 \, Mvar + 5 \, Mvar + (3 \times 40 \, MVA \times \sin(\cos^{-1}(0{,}85)))$$

Exemples de calcul : option 5a

$$Q = 83{,}2\ Mvar$$

Option 5a du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension :

Éq. (66)
$$V_{gen} = 1{,}0\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$
$$V_{gen} = 1{,}0 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$
$$V_{gen} = 21{,}9\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (67)
$$S = P + jQ$$
$$S = 102{,}0\ MW + j83{,}2\ Mvar$$
$$S = 131{,}6 \angle 39{,}2°\ MVA$$

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (68)
$$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$$
$$I_{pri} = \frac{131{,}6 \angle -39{,}2°\ MVA}{1{,}73 \times 21{,}9\ kV}$$
$$I_{pri} = 3\,473 \angle -39{,}2°\ A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (69)
$$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{asynch_rapp}}$$
$$I_{sec} = \frac{3\,473 \angle -39{,}2°\ A}{\frac{5\,000}{5}}$$
$$I_{sec} = 3{,}473 \angle -39{,}2°\ A$$

Lorsqu'on applique la marge de 130 % de l'option 5a :

Éq. (70)
$$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 130\ \%$$
$$I_{sec_limite} > 3{,}473 \angle -39{,}2°\ A \times 1{,}30$$
$$I_{sec_limite} > 4{,}52 \angle -39{,}2°\ A$$

Exemples de calcul : option 5b

Comme pour l'option 5a, cet exemple représente le calcul pour trois groupes asynchrones utilisant un relais de surintensité de phase (fonction 50, 51 ou 51V-R). Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée.

Puissance active produite (P) :

Éq. (71)
$$P = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$$
$$P = 3 \times 40\ MVA \times 0{,}85$$
$$P = 102{,}0\ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (72)
$$Q = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_stat} + (3 \times GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-1}(fp)))$$
$$Q = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-c}(0{,}85)))$$
$$Q = 83{,}2\ Mvar$$

Option 5b du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension :

Éq. (73)
$$V_{gen} = 1{,}0\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$
$$V_{gen} = 1{,}0 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$
$$V_{gen} = 21{,}9\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (74)
$$S = P + jQ$$
$$S = 102{,}0\ MW + j83{,}2\ Mvar$$
$$S = 131{,}6 \angle 39{,}2°\ MVA$$

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (75)
$$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$$
$$I_{pri} = \frac{131{,}6 \angle -39{,}2°\ MVA}{1{,}73 \times 21{,}9\ kV}$$
$$I_{pri} = 3\,473 \angle -39{,}2° A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (76)
$$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{asynch_rapp}}$$
$$I_{sec} = \frac{3\,473 \angle -39{,}2°\ A}{\frac{5\,000}{5}}$$
$$I_{sec} = 3{,}473 \angle -39{,}2°\ A$$

Exemples de calcul : option 5b

Pour l'option 5b, la limite inférieure de la tolérance de la caractéristique de déclenchement de l'élément de surintensité ne doit pas empiéter sur la capacité de la ressource (y compris la puissance réactive produite par la ressource et par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive). Pour plus de détails, se reporter à la figure A.

Exemples de calcul : options 7a et 10

Ces exemples représentent le calcul pour une combinaison d'un groupe synchrone (option 7a) et de groupes asynchrones (option 10) (y compris des installations avec onduleur) utilisant un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*. Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée.

Groupe synchrone (option 7a)

Puissance active produite (P_{synch}) :

Éq. (77)
$$P_{synch} = GEN_{synch_nom} \times fp$$
$$P_{synch} = 903\ MVA \times 0{,}85$$
$$P_{synch} = 767{,}6\ MW$$

Puissance réactive produite (Q_{synch}) :

Éq. (78)
$$Q_{synch} = 150\ \% \times P_{synch}$$
$$Q_{synch} = 1{,}50 \times 767{,}6\ MW$$
$$Q_{synch} = 1\ 151{,}3\ MW$$

Puissance apparente (S_{synch}) :

Éq. (79)
$$S_{synch} = P_{synch_decl} + jQ_{synch}$$
$$S_{synch} = 700{,}0\ MW + j1\ 151{,}3\ Mvar$$

Groupes asynchrones (option 10)

Puissance active produite (P_{asynch}) :

Éq. (80)
$$P_{asynch} = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$$
$$P_{asynch} = 3 \times 40\ MVA \times 0{,}85$$
$$P_{asynch} = 102{,}0\ MW$$

Puissance réactive produite (Q_{asynch}) :

Éq. (81)
$$Q_{asynch} = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_stat} + (3 \times GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-1}(fp)))$$
$$Q_{asynch} = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-1}(0{,}85)))$$
$$Q_{asynch} = 83{,}2\ Mvar$$

Puissance apparente (S_{asynch}) :

Éq. (82)
$$S_{asynch} = P_{asynch} + jQ_{asynch}$$

Exemples de calcul : options 7a et 10

$$S_{asynch} = 102{,}0\ MW + j83{,}2\ Mvar$$

Options 7a et 10 du tableau 1 – Pour l'option 7a, la tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension. Pour l'option 10, la tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension. Étant donné la présence d'un groupe synchrone, on retiendra la valeur de 0,95 p.u. puisqu'elle permet d'obtenir la valeur de tension la plus prudente :

Éq. (83)
$$V_{gen} = 0{,}95\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$
$$V_{gen} = 0{,}95 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$
$$V_{gen} = 20{,}81\ kV$$

La puissance apparente (S) sert à établir la marge de 115 % pour un groupe synchrone, et la marge de 130 % pour un groupe asynchrone :

Éq. (84)
$$S = 115\ \% \times \left(P_{synch_decl} + jQ_{synch}\right) + 130\ \% \times \left(P_{asynch} + jQ_{asynch}\right)$$
$$S = 1{,}15 \times (700{,}0\ MW + j1\ 151{,}3\ Mvar) + 1{,}30 \times (102{,}0\ MW + j83{,}2\ Mvar)$$
$$S = 1\ 711{,}8\ \angle 56{,}8°\ MVA$$

Impédance au primaire (Z_{pri}) :

Éq. (85)
$$Z_{pri} = \frac{V_{gen}^2}{S^*}$$
$$Z_{pri} = \frac{(20{,}81\ kV)^2}{1\ 711{,}8\ \angle -56{,}8°\ MVA}$$
$$Z_{pri} = 0{,}2527\ \angle 56{,}8°\ \Omega$$

Impédance au secondaire (Z_{sec}) :

Éq. (86)
$$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{TC_{rapp}}{TT_{rapp}}$$
$$Z_{sec} = 0{,}2527\ \angle 56{,}8°\ \Omega \times \frac{\frac{25\ 000}{5}}{\frac{200}{1}}$$
$$Z_{sec} = 0{,}2527\ \angle 56{,}8\ \Omega \times 25$$
$$Z_{sec} = 6{,}32\ \angle 56{,}8°\ \Omega$$

Aucune marge supplémentaire n'est nécessaire, puisqu'à l'équation 84 la puissance apparente du groupe synchrone a été multipliée par 1,15 (115 %) et celle du groupe asynchrone, par 1,30 (130 %) pour établir les exigences de marge pour les options 7a et 10.

Éq. (87)
$$Z_{sec_limite} = \frac{Z_{sec}}{100\ \%}$$
$$Z_{sec_limite} = \frac{6{,}32\ \angle 56{,}8°\ \Omega}{1{,}00}$$

Exemples de calcul : options 7a et 10

$$Z_{sec_limite} = 6{,}32 \angle 56{,}8° \ \Omega$$

$$\theta_{angle_charge_transit} = 56{,}8°$$

Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :

Éq. (88)
$$Z_{max} < \frac{|\, Z_{sec_limite} \,|}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$$

$$Z_{max} < \frac{6{,}32 \ \Omega}{\cos(85{,}0° - 56{,}8°)}$$

$$Z_{max} < \frac{6{,}32 \ \Omega}{0{,}881}$$

$$Z_{max} < 7{,}17 \angle 85{,}0° \ \Omega$$

Exemples de calcul : options 8a et 9a

Les options 8a et 9a représentent le calcul le plus simple pour les groupes synchrones utilisant un relais de surintensité de phase (fonction 50, 51 ou 67). Dans le calcul suivant, GEN_{synch_nom} représente une valeur « combinée » afin d'illustrer l'option.

Puissance active produite (P) :

Éq. (89)
$$P = GEN_{synch_nom} \times fp$$

$$P = 903 \ MVA \times 0{,}85$$

$$P = 767{,}6 \ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (90)
$$Q = 150 \ \% \times P$$

$$Q = 1{,}50 \times 767{,}6 \ MW$$

$$Q = 1 \ 151{,}3 \ Mvar$$

Options 8a et 9a du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU :

Éq. (91)
$$V_{gen} = 0{,}95 \ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$

$$V_{gen} = 0{,}95 \times 345 \ kV \times \left(\frac{22 \ kV}{346{,}5 \ kV}\right)$$

$$V_{gen} = 20{,}81 \ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (92)
$$S = P_{synch_decl} + jQ$$

$$S = 700{,}0 \ MW + j1 \ 151{,}3 \ Mvar$$

$$S = 1 \ 347{,}4 \angle 58{,}7° \ MVA$$

Exemples de calcul : options 8a et 9a

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (93) $$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$$

$$I_{pri} = \frac{1\,347{,}4\ MVA}{1{,}73\ \times 20{,}81\ kV}$$

$$I_{pri} = 37\,383\ A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (94) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp}}$$

$$I_{sec} = \frac{37\,383\ A}{\frac{25\,000}{5}}$$

$$I_{sec} = 7{,}477\ A$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 8a et 9a :

Éq. (95) $$I_{sec\ _limite} > I_{sec} \times 115\ \%$$

$$I_{sec_limite} > 7{,}477\ A \times 1{,}15$$

$$I_{sec_limite} > 8{,}598\ A$$

Exemples de calcul : options 8b et 9b

Les options 8b et 9b présentent un calcul plus précis pour les groupes synchrones utilisant un relais de surintensité de phase (fonction 50, 51, ou 67). Dans le calcul suivant, GEN_{synch_nom} représente une valeur « combinée » afin d'illustrer l'option.

Puissance active produite (P) :

Éq. (96) $$P = GEN_{synch_nom}\ \times fp$$

$$P = 903\ MVA\ \times\ 0{,}85$$

$$P = 767{,}6\ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (97) $$Q = 150\ \%\ \times\ P$$

$$Q = 1{,}50\ \times\ 767{,}6\ MW$$

$$Q = 1\,151{,}3\ Mvar$$

Conversion de la *puissance active*, de la *puissance réactive* et de la réactance du transformateur en valeurs p.u. à partir d'une puissance de base (MVA_{base}) de 767,6 MVA.

Puissance active produite (P) :

Éq. (98) $$P_{pu} = \frac{P_{synch_decl}}{MVA_{base}}$$

Exemples de calcul : options 8b et 9b

$$P_{pu} = \frac{700{,}0\ MW}{767{,}6\ MVA}$$

$$P_{pu} = 0{,}91\ p.u.$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (99)
$$Q_{pu} = \frac{Q}{MVA_{base}}$$

$$Q_{pu} = \frac{1\ 151{,}3\ Mvar}{767{,}6\ MVA}$$

$$Q_{pu} = 1{,}5\ p.u.$$

Impédance du transformateur :

Éq. (100)
$$X_{pu} = X_{GSU} \times \frac{MVA_{\ base}}{MVA_{\ GSU}}$$

$$X_{pu} = 12{,}14\ \% \times \left(\frac{767{,}6\ MVA}{903\ MVA}\right)$$

$$X_{pu} = 0{,}1032\ p.u.$$

Appliquer la formule ci-dessous pour calculer la tension côté basse tension du transformateur GSU (V_{basse_tens}) à partir de 0,85 p.u. de la tension côté haute tension (V_{haute_tens}). Supposer une tension initiale côté basse tension de 0,95 p.u. et répéter le calcul autant de fois que nécessaire, jusqu'à convergence de V_{basse_tens}. Une convergence de moins de 1 % entre itérations est jugée suffisante.

Éq. (101)
$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times |X_{pu}|)}{(|V_{basse_tens}| \times [V_{haute_tens}])}\right]$$

$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(0{,}91\ \times 0{,}1032}{(0{,}95\ \times\ 0{,}85)}\right]$$

Éq. (102)

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|V_{haute_tens}| \times\ \cos(\theta_{basse_tens}) \pm \sqrt{|V_{haute_tens}|^2 \times \cos^2(\theta_{basse_tens}) + 4\ \times\ Q_{pu}\ \times\ X_{pu}}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times\ \cos(6{,}7°)\ \pm\ \sqrt{|0{,}85|^2 \times \cos^2(6{,}7°) + 4\ \times\ 1{,}5\ \times\ 0{,}1032}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times\ 0{,}9931\ \pm\ \sqrt{0{,}7225 \times 0{,}9864 + 0{,}6192}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{0{,}8441\ \pm\ 1{,}1541}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = 0{,}9991\ p.u.$$

Exemples de calcul : options 8b et 9b

Utiliser la nouvelle valeur estimée V_{basse_tens} de 0,9991 p.u. pour la deuxième itération :

Éq. (103)

$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times |X_{pu}|)}{|V_{basse_tens}| \times [V_{haute_tens}|)}\right]$$

$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(0{,}91 \times 0{,}1032}{(0{,}9991 \times 0{,}85)}\right]$$

$$\theta_{basse_tens} = 6{,}3°$$

Éq. (104)

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|V_{haute_tens}| \times \cos(\theta_{basse_tens}) \pm \sqrt{|V_{haute_tens}|^2 \times \cos^2(\theta_{basse_tens}) + 4 \times Q_{pu} \times X_{pu}}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times \cos(6{,}3°) \pm \sqrt{|0{,}85|^2 \times \cos^2(6{,}3°) + 4 \times 1{,}5 \times 0{,}1032}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times 0{,}9940 \pm \sqrt{0{,}7225 \times 0{,}9880 + 0{,}6192}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{0{,}8449 \pm 1{,}1546}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = 0{,}9998\ p.u.$$

Pour tenir compte de la tension nominale côté haute tension et du rapport de transformation :

Éq. (105)

$$V_{barre} = |V_{basse_tens}| \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$

$$V_{barre} = 0{,}9998\ p.u. \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$

$$V_{barre} = 21{,}90\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (106)

$$S = P_{synch_decl} + jQ$$

$$S = 700{,}0\ MW + j1\ 151{,}3\ Mvar$$

$$S = 1\ 347{,}4 \angle 58{,}7°\ MVA$$

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (107)

$$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{barre}}$$

$$I_{pri} = \frac{1\ 347{,}4\ MVA}{1{,}73 \times 21{,}90\ kV}$$

$$I_{pri} = 35\ 553\ A$$

Exemples de calcul : options 8b et 9b

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (108)
$$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp}}$$
$$I_{sec} = \frac{35\,553\ A}{\frac{25\,000}{5}}$$
$$I_{sec} = 7{,}111\ A$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 8b et 9b :

Éq. (109)
$$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\ \%$$
$$I_{sec_limite} > 7{,}111\ A \times 1{,}15$$
$$I_{sec_limite} > 8{,}178\ A$$

Exemples de calcul : options 8a, 9a, 11 et 12

Cet exemple représente le calcul pour une combinaison d'un groupe synchrone et de groupes asynchrones utilisant un relais de surintensité de phase (fonction 50, 51 ou 67). Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée. Les transformateurs de courant (TC) sont situés sur le côté basse tension du transformateur GSU.

Groupe synchrone (options 8a et 9a)

Puissance active produite (P_{synch}) :

Éq. (110)
$$P_{synch} = GEN_{synch_nom} \times fp$$
$$P_{synch} = 903\ MVA \times 0{,}85$$
$$P_{synch} = 767{,}6\ MW$$

Puissance réactive produite (Q_{synch}) :

Éq. (111)
$$Q_{synch} = 150\ \% \times P_{synch}$$
$$Q_{synch} = 1{,}50 \times 767{,}6\ MW$$
$$Q_{synch} = 1\,151{,}3\ MW$$

Puissance apparente (S_{synch}) :

Éq. (112)
$$S_{synch} = P_{synch_decl} + jQ_{synch}$$
$$S_{synch} = 700{,}0\ MW + j1\,151{,}3\ Mvar$$
$$S_{synch} = 1\,347{,}4\ \angle 58{,}7°\ MVA$$

Option 8a du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension :

Éq. (113)
$$V_{gen} = 0{,}95\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$

Exemples de calcul : options 8a, 9a, 11 et 12

$$V_{gen} = 0{,}95 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$

$$V_{gen} = 20{,}81\ kV$$

Courant au primaire (I_{pri_synch}) :

Éq. (114) $$I_{pri_synch} = \frac{115\ \% \times S^{*}_{synch}}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$$

$$I_{pri_synch} = \frac{1{,}15 \times (1\ 347{,}4 \angle -58{,}7°\ MVA)}{1{,}73 \times 20{,}81\ kV}$$

$$I_{pri_synch} = 43\ 061 \angle -58{,}7°\ A$$

Groupes asynchrones (options 11 et 12)

Puissance active produite (P_{asynch}) :

Éq. (115) $$P_{asynch} = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$$

$$P_{asynch} = 3 \times 40\ MVA \times 0{,}85$$

$$P_{asynch} = 102{,}0\ MW$$

Puissance réactive produite (Q_{asynch}) :

Éq. (116) $$Q_{asynch} = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_{stat}} + GEN_{asynch_{nom}} \times \sin(\cos^{-1}(fp))$$

$$Q_{asynch} = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-1}(0{,}85)))$$

$$Q_{asynch} = 83{,}2\ Mvar$$

Option 11 du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension. Toutefois, étant donné la présence de groupes synchrones, on retiendra plutôt une valeur de 0,95 p.u. :

Éq. (117) $$V_{gen} = 0{,}95\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$

$$V_{gen} = 0{,}95 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$

$$V_{gen} = 20{,}81\ kV$$

Puissance apparente (S_{asynch}) :

Éq. (118) $$S_{asynch} = 130\ \% \times (P_{asynch} + jQ_{asynch})$$

$$S_{asynch} = 1{,}30 \times (102{,}0\ MW + j83{,}2\ Mvar)$$

$$S_{asynch} = 171{,}1 \angle 39{,}2°\ MVA$$

Exemples de calcul : options 8a, 9a, 11 et 12

Courant au primaire (I_{pri_async}) :

Éq. (119) $$I_{pri_asynch} = \frac{S_{asynch}}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$$

$$I_{pri_asynch} = \frac{171{,}1 \angle -39{,}2° \; MVA}{1{,}73 \; \times 20{,}81 \; kV}$$

$$I_{pri_asynch} = 4\,755 \angle -39{,}2° \; A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (120) $$I_{sec} = \frac{I_{pri_synch}}{TC_{rapp}} + \frac{I_{pri_asynch}}{TC_{rapp}}$$

$$I_{sec} = \frac{43\,061 \angle -58{,}7° \; A}{\frac{25\,000}{5}} + \frac{4\,755 \angle -39{,}2° \; A}{\frac{25\,000}{5}}$$

$$I_{sec} = 9{,}514 \angle -56{,}8° \; A$$

Aucune marge supplémentaire n'est nécessaire, puisque la puissance apparente du groupe synchrone a été multipliée par 1,15 (115 %) à l'équation 114, et celle du groupe asynchrone par 1,30 (130 %) à l'équation 118.

Éq. (121) $$I_{sec\ _limite} > I_{sec} \times 100\ \%$$

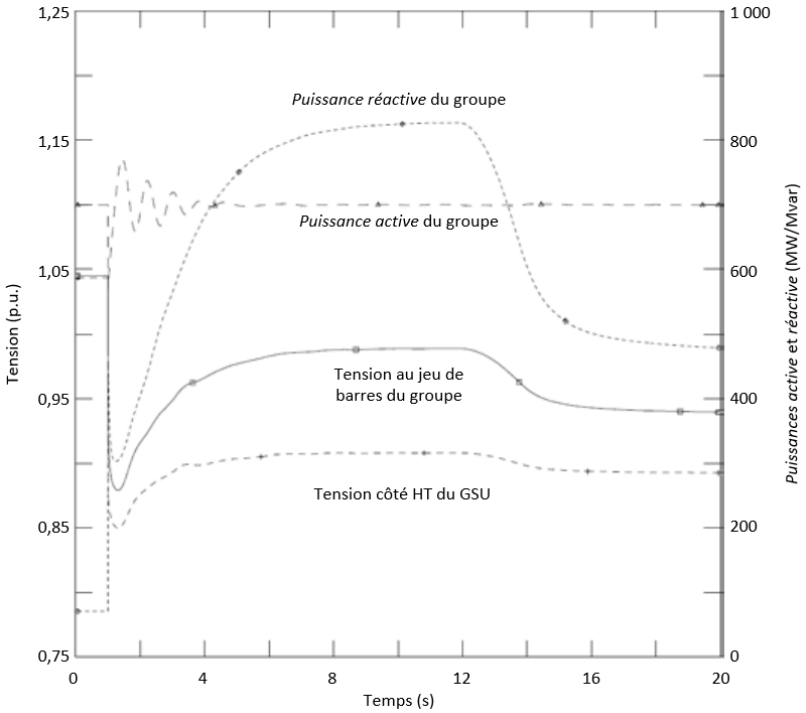
$$I_{sec\ _limite} > 9{,}514 \angle -56{,}8° \; A \; \times 1{,}00$$

$$I_{sec\ _limite} > 9{,}514 \angle -56{,}8° \; A$$

Exemples de calcul : options 8c et 9c

Ici, l'option 15b est utilisée comme exemple de simulation pour un groupe synchrone utilisant un relais de surintensité de phase (fonction 50, 51 ou 67). Dans cette application, on modélise le même groupe synchrone que pour les options 1c, 2c et 7c. Les transformateurs de courant sont situés sur le côté basse tension du transformateur GSU.

La *puissance réactive* produite et la tension au jeu de barres du groupe sont établies par simulation. La *puissance réactive* maximale produite sur le côté basse tension du transformateur GSU pendant le forçage de champ est la valeur utilisée, car elle correspond au courant le plus élevé. La tension correspondante au jeu de barres du groupe est aussi utilisée dans le calcul. Soulignons que bien que le limiteur d'excitation intervienne pour réduire la force du champ, la *puissance réactive* produite dans cette situation est maintenue assez longtemps pour déclencher un relais de surintensité de phase.



Cette simulation produit les valeurs suivantes :

$$Q = 827{,}4\ Mvar$$

$$V_{barre_simul} = 0{,}989 \times V_{gen} = 21{,}76\ kV$$

L'autre valeur requise est la *puissance active* produite, qui dans la simulation est égale à 100 % de la capacité brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*. Dans ce cas :

$$P_{synch_decl} = 700{,}0\ MW$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (122) $$S = P_{synch_decl} + jQ$$

$$S = 700{,}0\ MW + j827{,}4\ Mvar$$

$$S = 1\,083{,}8\ \angle 49{,}8°$$

Exemples de calcul : options 8c et 9c

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (123) $$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{barre_simul}}$$

$$I_{pri} = \frac{1\,083{,}8\ MVA}{1{,}73\ \times 21{,}76\ kV}$$

$$I_{pri} = 28\,790\ A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (124) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp}}$$

$$I_{sec} = \frac{28\,790\ A}{\frac{25\,000}{5}}$$

$$I_{sec} = 5{,}758\ A$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 8c et 9c :

Éq. (125) $$I_{sec\ _limite} > I_{sec} \times 115\ \%$$

$$I_{sec\ _limite} > 5{,}758\ A \times 1{,}15$$

$$I_{sec_limite} > 6{,}622\ A$$

Exemples de calcul : Option 10

Cet exemple représente le calcul pour trois groupes asynchrones (y compris des installations avec onduleur) utilisant un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*. Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée.

Puissance active produite (P) :

Éq. (126) $$P = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$$

$$P = 3 \times 40\ MVA\ \times\ 0{,}85$$

$$P = 102{,}0\ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (127) $$Q = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_stat} + (3 \times GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-1}(fp)))$$

$$Q = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-c}(0{,}85)))$$

$$Q = 83{,}2\ Mvar$$

Exemples de calcul : Option 10

Option 10 du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension :

Éq. (128)
$$V_{gen} = 1{,}0\ p.u.\ \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$
$$V_{gen} = 1{,}0\ \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$
$$V_{gen} = 21{,}9\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (129)
$$S\ = P + jQ$$
$$S\ = 102{,}0\ MW\ +\ j83{,}2\ Mvar$$
$$S\ = 131{,}6\ \angle 39{,}2°\ MVA$$

Impédance au primaire (Z_{pri}) :

Éq. (130)
$$Z_{pri} = \frac{V_{gen}^2}{S^*}$$
$$Z_{pri} = \frac{(21{,}9\ kV)^2}{131{,}6\ \angle -39{,}2°\ MVA}$$
$$Z_{pri}\ = 3{,}644\ \angle 39{,}2°\ \Omega$$

Impédance au secondaire (Z_{sec}) :

Éq. (131)
$$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{TC_{asynch_rapp}}{TT_{rapp}}$$
$$Z_{sec}\ = 3{,}644\ \angle 39{,}2°\ \Omega\ \times \frac{\frac{5\ 000}{5}}{\frac{200}{1}}$$
$$Z_{sec} = 3{,}644\ \angle 39{,}2°\ \Omega\ \times\ 5$$
$$Z_{sec} = 18{,}22\ \angle 39{,}2°\ \Omega$$

Lorsqu'on applique la marge de 130 % de l'option 10 :

Éq. (132)
$$Z_{sec_limite} = \frac{Z_{sec}}{130\ \%}$$
$$Z_{sec_limite} = \frac{18{,}22\ \angle 39{,}2°\ \Omega}{1{,}30}$$
$$Z_{sec_limite} =\ 14{,}02\ \angle 39{,}2°\ \Omega$$
$$\theta_{angle_charge_transit}\ =\ 39{,}2°$$

Exemples de calcul : Option 10

Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :

Éq. (133)
$$Z_{max} < \frac{|\,Z_{sec_limite}\,|}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$$
$$Z_{max} < \frac{14{,}02\ \Omega}{\cos(85{,}0° - 39{,}2°)}$$
$$Z_{max} < \frac{14{,}02\ \Omega}{0{,}6972}$$
$$Z_{max} < 20{,}11\ \angle 85{,}0°\ \Omega$$

Exemples de calcul : options 11 et 12

L'option 11 représente le calcul pour un transformateur GSU utilisant un relais de surintensité de phase (fonction 50 ou 51) et relié à trois groupes asynchrones. Ce calcul peut aussi s'appliquer à l'option 12 pour un relais de surintensité directionnel de phase (fonction 67) directionnel vers le réseau de *transport*. Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée.

Puissance active produite (P) :

Éq. (134)
$$P = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$$
$$P = 3 \times 40\ MVA \times 0{,}85$$
$$P = 102{,}0\ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (135)
$$Q = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_stat} + (3 \times GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-1}(fp)))$$
$$Q = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-1}(0{,}85)))$$
$$Q = 83{,}2\ Mvar$$

Options 11 et 12 du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension :

Éq. (136)
$$V_{gen} = 1{,}0\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$
$$V_{gen} = 1{,}0 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$
$$V_{gen} = 21{,}9\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (137)
$$S = P + jQ$$
$$S = 102{,}0\ MW + j83{,}2\ Mvar$$

Exemples de calcul : options 11 et 12

$$S = 131{,}6 \angle 39{,}2° \; MVA$$

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (138) $$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$$

$$I_{pri} = \frac{131{,}6 \angle -39{,}2° \; MVA}{1{,}73 \times 21{,}9 \; kV}$$

$$I_{pri} = 3\,473 \angle -39{,}2° A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (139) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{asynch_rapp}}$$

$$I_{sec} = \frac{3\,473 \angle -39{,}2° \; A}{\frac{5\,000}{5}}$$

$$I_{sec} = 3{,}473 \angle -39{,}2° \; A$$

Lorsqu'on applique la marge de 130 % des options 11 et 12 :

Éq. (140) $$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 130 \; \%$$

$$I_{sec_limite} > 3{,}473 \angle -39{,}2° \; A \times 1{,}30$$

$$I_{sec_limite} > 4{,}515 \angle -39{,}2° \; A$$

Exemples de calcul : options 13a et 13b

Pour l'option 13a, les valeurs nominales de puissance maximale et de tension de l'UAT sont utilisées pour les calculs. Pour l'option 13b, on utilise le courant mesuré à la *puissance active* brute maximale du groupe déclarée au *planificateur de réseau de transport*.

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (141) $$I_{pri} = \frac{UAT_{nom}}{\sqrt{3} \times V_{UAT}}$$

$$I_{pri} = \frac{60 \; MVA}{1{,}73 \times 13{,}8 \; kV}$$

$$I_{pri} = 2\,510{,}2 \; A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (142) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{UAT}}$$

Exemples de calcul : options 13a et 13b

$$I_{sec} = \frac{2\,510{,}2\ A}{\frac{5\,000}{5}}$$

$$I_{sec} = 2{,}51\ A$$

Lorsqu'on applique la marge de 150 % de l'option 13a :

Éq. (143) $$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 150\ \%$$

$$I_{sec_limite} > 2{,}51\ A \times 1{,}50$$

$$I_{sec_limite} > 3{,}77\ A$$

Exemples de calcul : option 14a

L'option 14a représente le calcul applicable à des relais situés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones. Dans cet exemple, l'*élément* est protégé par un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*. Les transformateurs de courant sont situés sur le côté haute tension du transformateur GSU.

Puissance active produite (P) :

Éq. (144) $$P = GEN_{synch_nom} \times fp$$

$$P = 903\ MVA \times 0{,}85$$

$$P = 767{,}6\ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (145) $$Q = 120\ \% \times P$$

$$Q = 1{,}20 \times 767{,}6\ MW$$

$$Q = 921{,}1\ Mvar$$

Option 14a du tableau 1 – La tension au jeu de barres est établie à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale du réseau, côté haute tension du transformateur GSU (V_{nom}) :

Éq. (146) $$V_{barre} = 0{,}85\ p.u. \times V_{nom}$$

$$V_{gen} = 0{,}85 \times 345\ kV$$

$$V_{gen} = 293{,}25\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (147) $$S = P_{synch_decl} + jQ$$

$$S = 700{,}0\ MW + j921{,}1\ Mvar$$

Exemples de calcul : option 14a

$$S = 1\,157{,}0 \angle 52{,}77° \; MVA$$

$$\theta_{angle_charge_transit} = 52{,}77°$$

Impédance au primaire (Z_{pri}) :

Éq. (148) $$Z_{pri} = \frac{V_{barre}^2}{\overline{S^*}}$$

$$Z_{pri} = \frac{(293{,}25\ kV)^2}{1\,157{,}0 \angle 52{,}77° \; MVA}$$

$$Z_{pri} = 74{,}335 \angle 52{,}77° \; \Omega$$

Impédance au secondaire (Z_{sec}) :

Éq. (149) $$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{TC_{rapp_ht}}{TT_{rapp_ht}}$$

$$Z_{sec} = 74{,}335 \angle 52{,}77° \; \Omega \times \frac{\frac{2\,000}{5}}{\frac{2\,000}{1}}$$

$$Z_{sec} = 74{,}335 \angle 52{,}77° \; \Omega \times 0{,}2$$

$$Z_{sec} = 14{,}867 \angle 52{,}77° \; \Omega$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % de l'option 14a :

Éq. (150) $$Z_{sec_limite} = \frac{Z_{sec}}{115\ \%}$$

$$Z_{sec_limite} = \frac{14{,}867 \angle 52{,}77° \; \Omega}{1{,}15}$$

$$Z_{sec_limite} = 12{,}928 \angle 52{,}77° \; \Omega$$

$$\theta_{angle_charge_transit} = 52{,}77°$$

Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :

Éq. (151) $$Z_{max} < \frac{|\, Z_{sec_limite} \,|}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$$

$$Z_{max} < \frac{12{,}928\ \Omega}{\cos(85{,}0° - 52{,}77°)}$$

$$Z_{max} < \frac{12{,}928\ \Omega}{0{,}846}$$

$$Z_{max} < 15{,}283 \angle 85{,}0° \; \Omega$$

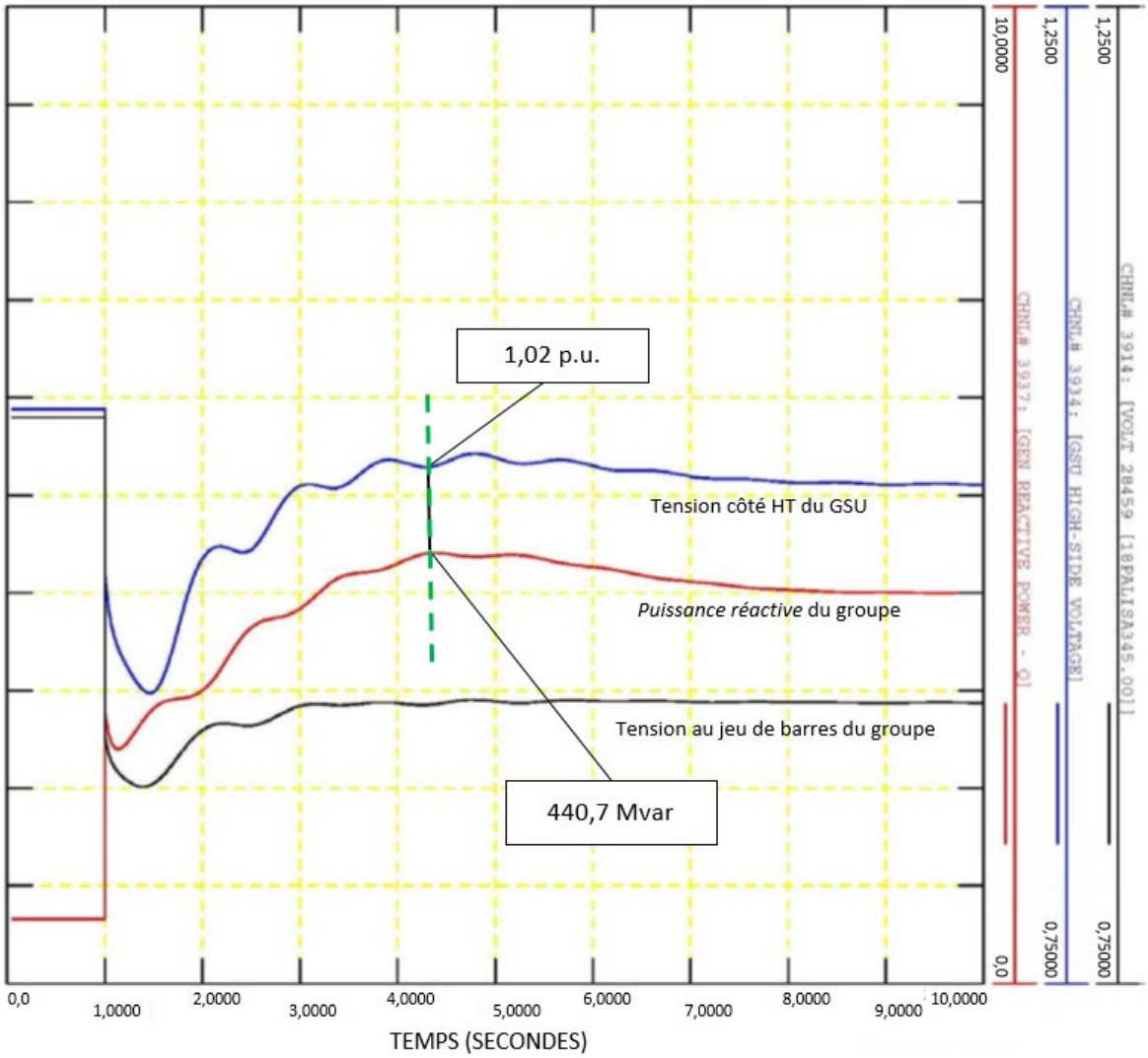
Exemples de calcul : option 14b

L'option 14b présente la simulation pour des relais situés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones. Dans cet exemple, l'*élément* est protégé par un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*. Les transformateurs de courant sont situés sur le côté haute tension du transformateur GSU.

Pour les relais situés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, une simulation sert à établir la tension de la ligne, à l'emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. À cette fin, on modélise une inductance shunt à l'extrémité éloignée de la ligne (dans le réseau de *transport*) pendant la simulation.

La *puissance réactive* maximale produite et la tension correspondante, sur le côté haute tension du transformateur GSU et à l'extrémité éloignée de la ligne, sont déterminées par simulation. La *puissance réactive* maximale produite sur le côté haute tension du transformateur GSU et à l'extrémité éloignée de la ligne pendant le forçage de champ est utilisée, car cette valeur correspond à l'impédance apparente minimale à l'emplacement du relais. La tension simulée correspondante est aussi utilisée dans le calcul. Soulignons que bien que le limiteur d'excitation intervienne pour réduire la force du champ, la *puissance réactive* produite dans cette situation est maintenue assez longtemps pour déclencher un relais de distance de phase.

Exemples de calcul : option 14b



Cette simulation produit les valeurs suivantes :

$$Q = 440{,}7\ Mvar$$

$$V_{barre_simul} = 1{,}02 \times V_{nom} = 351{,}9\ kV$$

L'autre valeur requise est la *puissance active* produite, qui dans la simulation est égale à 100 % de la puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*. Dans ce cas :

$$P_{decl} = 700{,}0\ MW$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (152) $$S = P_{synch_decl} + jQ$$

$$S = 700{,}0\ MW + j440{,}7\ Mvar$$

$$S = 827{,}2\ \angle 32{,}2°\ MVA$$

$$\theta_{angle_charge_transit} = 32{,}2°$$

Exemples de calcul : option 14b

Impédance au primaire (Z_{pri}) :

Éq. (153)
$$Z_{pri} = \frac{V_{barre_simul}^2}{S^*}$$
$$Z_{pri} = \frac{(351{,}9\ kV)^2}{827{,}2 \angle -\ 32{,}2°\ MVA}$$
$$Z_{pri} = \ 149{,}7 \angle 32{,}2°\ \Omega$$

Impédance au secondaire (Z_{sec}) :

Éq. (154)
$$Z_{sec} = Z_{pri}\ \times \frac{TC_{rapp_ht}}{TT_{rapp_ht}}$$
$$Z_{sec} = 149{,}7 \angle 32{,}2°\ \ \Omega \times \frac{\frac{2\ 000}{5}}{\frac{2\ 000}{1}}$$
$$Z_{sec} = 149{,}7 \angle 32{,}2°\ \ \Omega \times\ 0{,}2$$
$$Z_{sec} = 29{,}9 \angle 32{,}2°\ \ \Omega$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % de l'option 14b :

Éq. (155)
$$Z_{sec_limite} = \frac{Z_{sec}}{115\ \%}$$
$$Z_{sec_limite} = \frac{29{,}9 \angle 32{,}2°\ \Omega}{1{,}15}$$
$$Z_{sec_limite} = 26{,}0 \angle 32{,}2°\ \Omega$$
$$\theta_{angle_charge_transit} = 32{,}2°$$

Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :

Éq. (156)
$$Z_{max}\ < \frac{|Z_{sec_limite}|}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$$
$$Z_{max}\ < \frac{26{,}0\ \Omega}{\cos(85{,}0°\ - 32{,}2°)}$$
$$Z_{max}\ < \frac{26{,}0\ \Omega}{0{,}61}$$
$$Z_{max} < 43{,}0 \angle 85{,}0°\ \ \Omega$$

Exemples de calcul : options 15a et 16a

Les options 15a et 16a représentent le calcul applicable à des relais situés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU, y compris des relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones.

L'option 15a représente l'utilisation d'un relais de phase de surintensité temporisé (fonction 51) ou d'un élément de surveillance de surintensité instantané de phase (fonction 50) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication, installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne.

L'option 16a représente l'utilisation d'un élément de surveillance de surintensité directionnel instantané de phase (fonction 67) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication, directionnel vers le réseau de *transport*, ou d'un relais de surintensité temporisé directionnel de phase (fonction 67), directionnel vers le réseau de *transport*, installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne.

Un exemple de calcul est présenté pour le cas où les transformateurs de tension (TT) et de courant (TC) sont situés sur le côté haute tension du transformateur GSU, avec une tension égale à 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne sur le côté haute tension du transformateur GSU. Un autre exemple illustre le cas où les TT et les TC sont situés à l'extrémité éloignée de la ligne, avec une tension égale à 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne au jeu de barres éloigné.

TT et TC situés sur le côté haute tension du transformateur GSU

Puissance active produite (P) :

Éq. (157)
$$P = GEN_{synch_nom} \times fp$$
$$P = 903\ MVA \times 0{,}85$$
$$P = 767{,}6\ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (158)
$$Q = 120\ \% \times P$$
$$Q = 1{,}20 \times 767{,}6\ MW$$
$$Q = 921{,}12\ Mvar$$

Option 15a du tableau 1 – La tension au jeu de barres est établie à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne :

Éq. (159)
$$V_{barre} = 0{,}85\ p.u. \times V_{nom}$$
$$V_{barre} = 0{,}85 \times 345\ kV$$
$$V_{barre} = 293{,}25\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (160)
$$S = P_{synch_decl} + jQ$$
$$S = 700{,}0\ MW + j921{,}12\ Mvar$$

Exemples de calcul : options 15a et 16a

$$S = 1\,157 \angle 52{,}8° \; MVA$$

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (161) $$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{barre}}$$

$$I_{pri} = \frac{1\,157 \angle -52{,}8° \; MVA}{1{,}73 \times 293{,}25 \; kV}$$

$$I_{pri} = 2\,280{,}6 \angle -52{,}8° \; A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (162) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp_ht}}$$

$$I_{sec} = \frac{2\,280{,}6 \angle -52{,}8° \; A}{\frac{2\,000}{5}}$$

$$I_{sec} = 5{,}701 \angle -52{,}8° \; A$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 15a et 16a :

Éq. (163) $$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\,\%$$

$$I_{sec_limite} > 5{,}701 \angle -52{,}8° \; A \times 1{,}15$$

$$I_{sec_limite} > 6{,}56 \angle -52{,}8° \; A$$

TT et TC situés à l'extrémité éloignée de la ligne

Puissance active produite (P) :

Éq. (164) $$P = GEN_{synch_nom} \times fp$$

$$P = 903 \; MVA \times 0{,}85$$

$$P = 767{,}6 \; MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (165) $$Q = 120\,\% \times P$$

$$Q = 1{,}20 \times 767{,}6 \; MW$$

$$Q = 921{,}12 \; Mvar$$

Options 15a et 16a du tableau 1 – La tension au jeu de barres est établie à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais ; dans cet exemple, le relais est situé au jeu de barres du poste éloigné.

Éq. (166) $$V_{barre_poste_eloigne} = 0{,}85 \; p.u. \times V_{nom}$$

$$V_{barre_poste_eloigne} = 0{,}85 \times 345 \; kV$$

$$V_{barre_poste_eloigne} = 293{,}25 \; kV$$

Exemples de calcul : options 15a et 16a

Puissance apparente (S) :

Éq. (167)
$$S = P_{synch_decl} + jQ$$
$$S = 700{,}0\ MW + j921{,}12\ Mvar$$
$$S = 1\,157 \angle 52{,}8°\ MVA$$

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (168)
$$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{barre_poste_eloigne}}$$
$$I_{pri} = \frac{1\,157 \angle -52{,}8°\ MVA}{1{,}73 \times 293{,}25\ kV}$$
$$I_{pri} = 2\,280{,}6 \angle -52{,}8°\ A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (169)
$$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp_poste_eloigne}}$$
$$I_{sec} = \frac{2\,280{,}6 \angle -52{,}8°\ A}{\frac{2\,000}{5}}$$
$$I_{sec} = 5{,}701 \angle -52{,}8°\ A$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 15a et 16a :

Éq. (170)
$$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\ \%$$
$$I_{sec_limite} > 5{,}701 \angle -52{,}8°\ A \times 1{,}15$$
$$I_{sec_limite} > 6{,}56 \angle -52{,}8°\ A$$

Exemples de calcul : options 15b et 16b

Les options 15b et 16b représentent le calcul applicable à des relais situés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU, y compris des relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones.

L'option 15b représente l'utilisation d'un relais de surintensité temporisé de phase (fonction 51) ou d'un élément de surveillance de surintensité instantané de phase (fonction 50) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication, installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne.

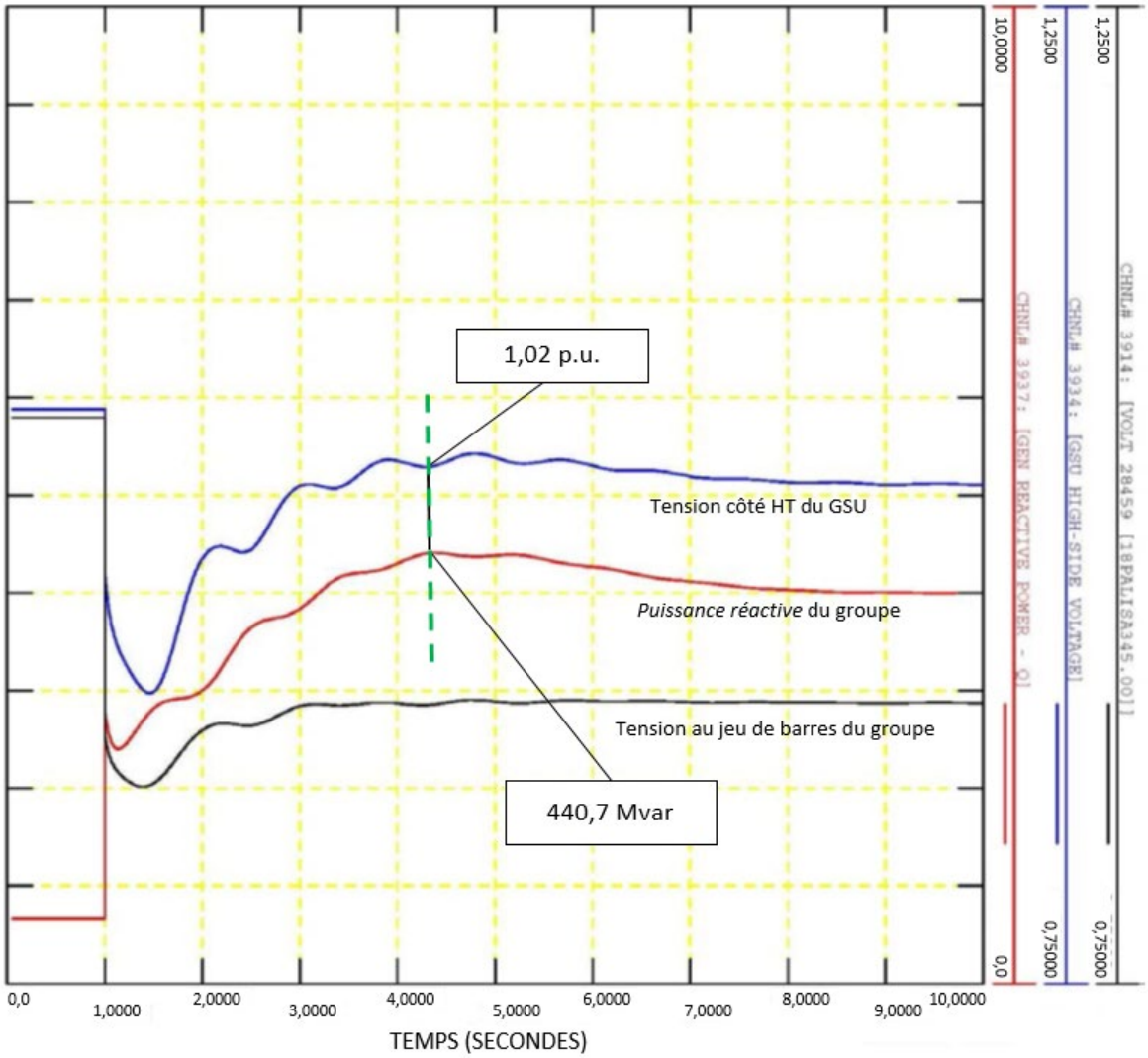
Exemples de calcul : options 15b et 16b

L’option 16b représente l’utilisation d’un élément de surveillance de surintensité instantané directionnel de phase (fonction 67) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication, directionnel vers le réseau de *transport*, ou d’un relais de surintensité temporisé directionnel de phase (fonction 67), directionnel vers le réseau de *transport*, installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l’extrémité éloignée de la ligne.

Les exemples de calcul représentent le cas où les relais sont installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris s’ils sont situés à l’extrémité éloignée de la ligne. Une simulation sert à établir la tension de la ligne, à l’emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l’extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. À cette fin, on modélise une inductance shunt à l’extrémité éloignée de la ligne (dans le réseau de *transport*) pendant la simulation.

La *puissance réactive* maximale produite et la tension correspondante, sur le côté haute tension du transformateur GSU et à l’extrémité éloignée de la ligne, sont déterminées par simulation. La *puissance réactive* maximale produite sur le côté haute tension du transformateur GSU et à l’extrémité éloignée de la ligne pendant le forçage de champ est utilisée, car cette valeur correspond à l’impédance apparente minimale à l’emplacement du relais. La tension simulée correspondante est aussi utilisée dans le calcul. Soulignons que bien que le limiteur d’excitation intervienne pour réduire la force du champ, la *puissance réactive* produite dans cette situation est maintenue assez longtemps pour déclencher un relais de surintensité de phase.

Exemples de calcul : options 15b et 16b



Cette simulation produit les valeurs suivantes :

$$Q = 440{,}7\ Mvar$$

$$V_{barre_simul} = 1{,}02 \times V_{nom} = 351{,}9\ kV$$

L'autre valeur requise est la *puissance active* produite, qui dans la simulation est égale à 100 % de la puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*. Dans ce cas :

$$P_{decl} = 700{,}0\ MW$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (171) $$S = P_{synch_decl} + jQ$$

$$S = 700{,}0\ MW + j440{,}7\ Mvar$$

$$S = 827{,}2\ \angle 32{,}2°\ MVA$$

Exemples de calcul : options 15b et 16b

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (172) $$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{barre_simul}}$$

$$I_{pri} = \frac{827{,}2 \angle -32{,}2° \; MVA}{1{,}73 \; \times 351{,}9 \; kV}$$

$$I_{pri} \; = 1\,357{,}1 \angle -32{,}2° A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (173) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp_ht}}$$

$$I_{sec} = \frac{1\,357{,}1 \angle -32{,}2° \; A}{\frac{2\,000}{5}}$$

$$I_{sec} = 3{,}39 \angle -32{,}2° \; A$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 15b et 16b :

Éq. (174) $$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115 \; \%$$

$$I_{sec_limite} > 3{,}39 \angle -32{,}2° \; A \times 1{,}15$$

$$I_{sec_limite} > 3{,}9 \angle -32{,}2° \; A$$

Exemples de calcul : option 17

L'option 17 représente le calcul pour les relais installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un transformateur GSU desservant trois groupes asynchrones au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, dans le cas de l'utilisation d'un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*. Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée.

Puissance active produite (P) :

Éq. (175) $$P_{asynch} = 3 \times GEN_{asynch_nom} \; \times fp$$

$$P_{asynch} = 3 \times 40 \; MVA \; \times \; 0{,}85$$

$$P_{asynch} = 102{,}0 \; MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (176) $$Q_{asynch} = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_stat} + \; (3 \times GEN_{asynch_nom} \times \; \sin(\cos^{-1}(fp)))$$

Exemples de calcul : option 17

$$Q_{asynch} = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times\ \sin(\cos^{-c}(0{,}85)))$$

$$Q_{asynch} = 83{,}2\ Mvar$$

Option 17 du tableau 1 – La tension au jeu de barres (V_{barre}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne :

Éq. (177) $$V_{barre} = 1{,}0\ p.u.\ \ \times V_{nom}$$

$$V_{gen} = 1{,}0\ \times\ 345\ kV$$

$$V_{gen} = 345{,}0\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (178) $$S\ = P + jQ$$

$$S\ =\ 102{,}0\ MW\ +\ j83{,}2\ Mvar$$

$$S\ =\ 131{,}6\ \angle 39{,}2°\ MVA$$

Impédance au primaire (Z_{pri}) :

Éq. (179) $$Z_{pri} = \frac{V_{barre}^2}{S^*}$$

$$Z_{pri} = \frac{(345{,}0\ kV)^2}{131{,}6\ \angle -39{,}2°\ MVA}$$

$$Z_{pri}\ =\ 904{,}4\ \angle 39{,}2°\ \Omega$$

Impédance au secondaire (Z_{sec}) :

Éq. (180) $$Z_{sec} =\ Z_{pri} \times \frac{TC_{asynch_rapp_ht}}{TT_{rapp_ht}}$$

$$Z_{sec} =\ 904{,}4\ \angle 39{,}2°\ \Omega\ \times \frac{\frac{300}{5}}{\frac{2\ 000}{1}}$$

$$Z_{sec}\ = 904{,}4\ \angle 39{,}2°\ \Omega \times 0{,}03$$

$$Z_{sec}\ = 27{,}13\ \angle 39{,}2°\ \Omega$$

Lorsqu'on applique la marge de 130 % de l'option 17 :

Éq. (181) $$Z_{sec_limite} = \frac{Z_{sec}}{130\ \%}$$

$$Z_{sec_limite} = \frac{27{,}13\ \angle 39{,}2°\ \Omega}{1{,}30}$$

$$Z_{sec_limite} =\ 20{,}869\ \angle 39{,}2°\ \Omega$$

$$\theta_{angle_charge_transit}\ = 39{,}2°$$

Exemples de calcul : option 17

Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :

Éq. (182)
$$Z_{max} < \frac{|\,Z_{sec_limite}\,|}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$$

$$Z_{max} < \frac{20{,}869\ \Omega}{\cos(85{,}0° - 39{,}2°)}$$

$$Z_{max} < \frac{20{,}869\ \Omega}{0{,}697}$$

$$Z_{max} < 29{,}941\ \angle 85{,}0°\ \Omega$$

Exemples de calcul : options 18 et 19

L'option 18 représente le calcul pour les relais situés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un transformateur GSU desservant trois groupes asynchrones au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*.

L'option 18 représente l'utilisation d'un relais de surintensité temporisé de phase (fonction 51) ou d'un élément de surveillance de surintensité instantané de phase (fonction 50) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication, situés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne.

De même, l'option 19 concerne les relais de surintensité directionnels de phase (fonction 67) directionnels vers le réseau de *transport*, y compris des relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*. Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée.

Puissance active produite (P) :

Éq. (183)
$$P = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$$

$$P = 3 \times 40\ MVA \times 0{,}85$$

$$P = 102{,}0\ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (184)
$$Q = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_stat} + (3 \times GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-c}(fp)))$$

$$Q = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-c}(0{,}85)))$$

$$Q = 83{,}2\ Mvar$$

Exemples de calcul : options 18 et 19

Options 18 et 19 du tableau 1 – La tension au jeu de barres (V_{barre}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne :

Éq. (185)
$$V_{nom} = 1{,}0\ p.u.\ \times V_{nom}$$
$$V_{barre} = 1{,}0\ \times\ 345\ kV$$
$$V_{barre} = 345\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (186)
$$S = P + jQ$$
$$S = 102{,}0\ MW\ +\ j83{,}2\ Mvar$$
$$S\ =\ 131{,}6\ \angle 39{,}2°\ MVA$$

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (187)
$$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times\ V_{barre}}$$
$$I_{pri} = \frac{131{,}6\ \angle -39{,}2°\ MVA}{1{,}73\ \times 345\ kV}$$
$$I_{pri}\ =\ 220{,}5\ \angle -39{,}2° A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (188)
$$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{CT_{asynch_rapp_ht}}$$
$$I_{sec} = \frac{220{,}5\ \angle -39{,}2°\ A}{\frac{300}{5}}$$
$$I_{sec} =\ 3{,}675\ \angle -39{,}2°\ A$$

Lorsqu'on applique la marge de 130 % des options 18 et 19 :

Éq. (189)
$$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 130\ \%$$
$$I_{sec_limite} > 3{,}675\ \angle -39{,}2° A \times 1{,}30$$
$$I_{sec_limite} > 4{,}778\ \angle -39{,}2°\ A$$

Fin des calculs

Justification

Pendant l’élaboration de la présente norme, des boîtes de texte ont été incorporées à la norme pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l’approbation par le conseil d’administration de la NERC, le contenu de ces boîtes de texte a été transféré dans cette section.

Justification pour l’exigence E1

L’exigence E1 est une exigence basée sur le risque qui exige de l’entité responsable de prendre en considération chaque relais de protection visé par la norme et d’y appliquer un réglage approprié, d’après ses calculs ou une simulation, pour les conditions présentées à l’annexe 1.

Les critères de l’annexe 1 représentent des conditions de courte durée pendant lesquelles des *installations* de production sont capables de fournir au réseau de la puissance réactive, et ont été mises hors circuit dans le passé, aggravant ainsi les perturbations dans le réseau.

L’expression « tout en maintenant une protection fiable contre les défauts » de l’exigence E1 indique que l’entité responsable doit se conformer à la présente norme tout en respectant ses objectifs de protection. Pour de plus amples renseignements, consulter l’introduction de la section Éclaircissements et commentaires techniques.

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière

2. Numéro : Aucune disposition particulière

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

4.2. Installations : Les *éléments* suivants associés aux groupes de production et aux centrales du *réseau de transport principal (RTP)*, y compris les groupes et les centrales désignés comme *ressources à démarrage autonome* dans le plan de remise en charge du réseau de l'*exploitant de réseau de transport* :

4.2.1 Aucune disposition particulière

4.2.2 Aucune disposition particulière

4.2.3 Aucune disposition particulière

4.2.4 *Éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *RTP* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale);

4.2.5 Aucune disposition particulière

4.3. Exemptions : Les installations de production qui ne sont pas raccordées au *RTP* sont exemptées de l'application de la présente norme.

Dans l'application de cette norme, toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

5. Date d'entrée en vigueur au Québec :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 1er septembre 2022

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 1er septembre 2022

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er octobre 2022

PLAN DE MISE EN ŒUVRE DE LA NORME PRC-025-2

Tableau 1 **Relais de protection sensibles à la charge assujettis à la norme PRC-025-2 et qui était assujetti à la norme PRC-025-1**		
Exigence	**Applicabilité**	**Date de mise en application au Québec**
E1	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le retrait de ces relais n'est pas nécessaire, sauf tel qu'indiqué dans le Tableau 3 ci-dessous	1er octobre 2022
	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le retrait de ces relais est nécessaire, sauf tel qu'indiqué dans le Tableau 3 ci-dessous	1er octobre 2023

Tableau 2 **Relais de protection sensibles à la charge nouvellement assujettis à la norme PRC-025-2 qui n'était pas assujettis à la norme PRC-025-1**			
Exigence	**Applicabilité**	**Délai de mise en œuvre au Québec**	**Date de mise en application au Québec**
E1	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le retrait de ces relais n'est pas nécessaire, sauf tel qu'indiqué dans Tableau 3 ci-dessous	60 mois	1er octobre 2027
	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le retrait de ces relais est nécessaire, sauf tel qu'indiqué dans le Tableau 3 ci-dessous	84 mois	1er octobre 2029

Tableau 3 **Mise en vigueur échelonnée des options spécifiques du Tableau 1 – Critères d'évaluations de la capacité de charge des relais de la norme PRC-025-2**			
Option	**Applicabilité**	**Délai de mise en œuvre au Québec**	**Date de mise en application au Québec**
5b Groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur), ou les *éléments* utilisés pour le regroupement de la production de ressources décentralisées appliquant un relais de phase à maximum de courant (par exemple 51, ou 51V-R – à retenue de tension)	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le retrait de ces relais n'est pas nécessaire	24 mois	1er octobre 2024
	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le retrait de ces relais est nécessaire	48 mois	1er octobre 2026
2a, 2b et 2c (fonction 50 seulement) Groupes synchrones (y compris les installations avec onduleur), ou les *éléments* utilisés pour le regroupement de la production de ressources décentralisées utilisant la fonction 50 d'un relais de phase à maximum de courant	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le retrait de ces relais n'est pas nécessaire	60 mois	1er octobre 2027
	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le retrait de ces relais est nécessaire	84 mois	1er octobre 2029
5a et 5b (fonction 50 seulement) Groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur), ou les *éléments* utilisés pour le regroupement de la production de ressources	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le retrait de ces relais n'est pas nécessaire	60 mois	1er octobre 2027
	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le	84 mois	1er octobre 2029

Tableau 3 **Mise en vigueur échelonnée des options spécifiques du Tableau 1 – Critères d'évaluations de la capacité de charge des relais de la norme PRC-025-2**			
Option	**Applicabilité**	**Délai de mise en œuvre au Québec**	**Date de mise en application au Québec**
décentralisées utilisant la fonction 50 d'un relais de phase à maximum de courant	retrait de ces relais est nécessaire		
8a, 8b et 8c (fonction 50 seulement) Transformateurs élévateurs reliés à des groupes synchrones, plus précisément le relais de phase à maximum de courant (la fonction 50) – côté basse tension du transformateur élévateur	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le retrait de ces relais n'est pas nécessaire	60 mois	1er octobre 2027
	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le retrait de ces relais est nécessaire	84 mois	1er octobre 2029
11 (fonction 50 seulement) Transformateurs élévateurs reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur), plus précisément le relais de phase à maximum de courant (fonction 50) – côté basse tension du transformateur élévateur	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le retrait de ces relais n'est pas nécessaire	60 mois	1er octobre 2027
	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le retrait de ces relais est nécessaire	84 mois	1er octobre 2029
13a et 13b (fonction 50 seulement) Transformateur de service auxiliaire de groupe de production (UAT), plus	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le retrait de ces relais n'est pas nécessaire	60 mois	1er octobre 2027

Tableau 3 **Mise en vigueur échelonnée des options spécifiques du Tableau 1 – Critères d'évaluations de la capacité de charge des relais de la norme PRC-025-2**			
Option	**Applicabilité**	**Délai de mise en œuvre au Québec**	**Date de mise en application au Québec**
précisément le relais de phase à maximum de courant (fonction 50) aux bornes haute tension de l'UAT, le déclenchent du relais entraînant l'indisponibilité du groupe associé	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le retrait de ces relais n'est pas nécessaire	84 mois	1er octobre 2029
14b Relais situé sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du *RTP (*ces éléments pouvant toutefois alimenter des charges de centrale) reliés à des relais de distance de phase (par exemple fonction 21) – directionnel vers le réseau de *transport*	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le retrait de ces relais n'est pas nécessaire	24 mois	1er octobre 2024
	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le retrait de ces relais n'est pas nécessaire	48 mois	1er octobre 2026
15b	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le	24 mois	1er octobre 2024

Tableau 3 **Mise en vigueur échelonnée des options spécifiques du Tableau 1 – Critères d'évaluations de la capacité de charge des relais de la norme PRC-025-2**			
Option	**Applicabilité**	**Délai de mise en œuvre au Québec**	**Date de mise en application au Québec**
Relais situés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *RTP (*ces *éléments* pouvant toutefois alimenter des charges de centrale) reliés à des relais et appliquant un *élément* de surveillance de phase instantané à maximum de courant (fonction 50) – associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchent en cas de perte de communication et/ou relais de phase temporisé (fonction 51).	retrait de ces relais n'est pas nécessaire		
	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le retrait de ces relais n'est pas nécessaire	48 mois	1er octobre 2026
16b Relais situés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le retrait de ces relais n'est pas nécessaire	24 mois	1er octobre 2024

Tableau 3 **Mise en vigueur échelonnée des options spécifiques du Tableau 1 – Critères d'évaluations de la capacité de charge des relais de la norme PRC-025-2**			
Option	**Applicabilité**	**Délai de mise en œuvre au Québec**	**Date de mise en application au Québec**
l'extrémité éloignée de la ligne, pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *RTP* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale) – raccordés à des groupes synchrones appliquant un *élément* de surveillance de phase instantané directionnel à maximum de courant (fonction 67) – associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – directionnel vers le réseau de *transport*; ou relais de phase temporisé directionnel à maximum de courant (fonction 67) –directionnel vers le réseau de *transport*.	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le retrait de ces relais n'est pas nécessaire	48 mois	1er octobre 2026

6. **Contexte :** Aucune disposition particulière

7. **Définitions spécifiques à la norme** : Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité à la norme de fiabilité visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

PRC-025-2 – Annexe 1 : Réglages des relais

Dans l'application de cette norme, toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

PRC-025-2 – Éclaircissements et commentaires techniques

Dans l'application de cette norme, toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

Tableau 1 – Options

Dans l'application de cette norme, toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

Justification

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1er septembre 2022	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2022-108.	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** **Fonctionnement des relais pendant les oscillations de puissance stables**

2. **Numéro :** PRC-026-2

3. **Objet :** Faire en sorte que les relais de protection sensibles à la charge ne soient pas susceptibles de se déclencher en réponse à des oscillations de puissance stables dans des conditions autres que de *défaut*.

4. **Applicabilité :**

   4.1. Entités fonctionnelles :

   4.1.1 *Propriétaire d'installation de production* qui emploie des relais de protection sensibles à la charge, tels que définis à l'annexe A de la norme PRC-026-2, aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 4.2, Installations

   4.1.2 *Coordonnateur de la planification*

   4.1.3 *Propriétaire d'installation de transport* qui emploie des relais de protection sensibles à la charge, tels que définis à l'annexe A de la norme PRC-026-2, aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 4.2, Installations

   4.2. Installations : *Éléments* suivants faisant partie du *système de production-transport d'électricité* (*BES*) :

   4.2.1 groupes de production ;

   4.2.2 transformateurs ;

   4.2.3 lignes de *transport*.

5. **Contexte :**

   Il s'agit de la troisième des trois phases d'un projet d'élaboration de normes, consacrée à la rédaction de la présente norme de fiabilité sur le fonctionnement des relais de protection pendant les oscillations de puissance stables. Le 18 mars 2010, l'Ordonnance 733 de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a approuvé la norme de fiabilité PRC-023-1, *Capacité de charge des relais de transport*. Dans cette ordonnance, la FERC demandait à la NERC d'entreprendre des travaux sur trois aspects de la capacité de charge des relais, plus particulièrement : apporter des modifications à la norme PRC-023-1 approuvée, élaborer une nouvelle norme de fiabilité sur la capacité de charge des relais de protection des groupes de production, et élaborer une nouvelle norme de fiabilité sur le fonctionnement des relais de protection pendant les oscillations de puissance stables. La demande SAR de ce projet a répondu à ces prescriptions de la NERC en établissant une démarche d'élaboration de normes en trois phases.

   La phase 1 a porté sur les modifications demandées par l'Ordonnance 733 de la FERC à la norme PRC-023-1. La norme de fiabilité PRC-023-2, ainsi modifiée, est entrée en vigueur le 1er juillet 2012.

   La phase 2 a été consacrée à la rédaction de la nouvelle norme de fiabilité PRC-025-1, *Capacité de charge des relais de groupe de production*, portant sur la capacité de charge des relais de protection de groupes de production. La norme PRC-025-1 est entrée en vigueur le 1er octobre 2014, en même temps que la norme PRC-023-3, modifiée pour des raisons d'harmonisation avec la norme PRC-025-1.

La phase 3 vise à empêcher le déclenchement intempestif des relais de protection pendant les oscillations de puissance stables. Il s'agit de désigner les *éléments* pour lesquels une oscillation de puissance stable ou instable peut nuire au fonctionnement des *systèmes de protection*, d'évaluer la capacité des relais de protection sensibles à la charge de ne pas se déclencher en réponse à une oscillation de puissance stable uniquement, et de mettre en œuvre des *plans d'actions correctives* si nécessaire. La phase 3 améliore la sécurité des relais de protection sensibles à la charge, en faisant en sorte qu'ils restent insensibles aux oscillations de puissance stables dans des conditions autres que de *défaut* tout en maintenant intacte leur sûreté de fonctionnement en cas de défaut ou de perte de synchronisme.

6. **Dates d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la planification* doit, au moins une fois par année civile, signaler chaque groupe de production, transformateur et ligne de transport dans sa zone qui est un *élément* du *BES* et qui répond à un ou plusieurs des critères suivants, le cas échéant, au *propriétaire d'installation de production* ou au *propriétaire d'installation de transport* auquel il appartient :
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

Critères :

1. Groupe de production soumis à une contrainte de stabilité angulaire détectée dans les *évaluations de la planification* de l'*horizon de planification du transport à court terme* pour un événement de planification, et gérée par la limitation de la puissance produite par le groupe de production ou au moyen d'un *automatisme de réseau*, ainsi que les *éléments* raccordés au poste de *transport* associé à ce groupe de production.
2. *Éléments* associés à une instabilité angulaire détectée dans les *évaluations de la planification* de l'*horizon de planification du transport à court terme* pour un événement de planification.
3. *Élément* qui forme la limite d'un îlot dans la plus récente évaluation de conception d'un délestage de charge en sous-fréquence (DSF), d'après l'application des critères du *coordonnateur de la planification* pour la délimitation des îlots, seulement si l'îlot est créé par la mise hors circuit de l'*élément* pour cause d'instabilité angulaire.
4. *Élément* désigné dans la plus récente *évaluation de la planification* annuelle de l'*horizon de planification du transport à court terme*, dans le cas où il y a déclenchement de relais en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable[1] pendant une perturbation simulée pour un événement de planification.

M1. Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir une ou des pièces justificatives datées attestant que les groupes de production, transformateurs et lignes de transport qui sont des *éléments* du *BES* et qui répondent à un ou plusieurs des critères de l'exigence E1, le cas échéant, ont été signalés à leur *propriétaire d'installation de production* ou à leur *propriétaire d'installation de transport*, selon le cas. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : courriels, télécopies, registres, rapports, transmissions, listes ou feuilles de chiffrier.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit :
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps différé]

2.1. dans un délai de 12 mois civils complets après avoir été avisé d'un *élément* du *BES* conformément à l'exigence E1, déterminer si son ou ses relais de protection sensibles à la charge appliqués à cet *élément* répondent aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2, si ce ou ces relais n'ont pas été évalués selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2 au cours des cinq dernières années civiles ;

1. Un exemple d'oscillation de puissance instable est présenté dans la section Éclaircissements et commentaires techniques, à la rubrique Justification de l'inclusion des oscillations de puissance instables dans les exigences.

2.2. dans un délai de 12 mois civils complets après avoir constaté[2] qu'un groupe de production, un transformateur ou une ligne de transport qui est un *élément* du *BES* a été mis hors circuit par le fonctionnement de ses relais de protection en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable[3], déterminer si le ou les relais de protection sensibles à la charge appliqués à cet *élément* du *BES* répondent aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2.

M2. Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit avoir une ou des pièces justificatives datées attestant que l'évaluation a été effectuée conformément à l'exigence E2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : tracés de caractéristique d'impédance apparente, courriels, dessins de conception, télécopies, diagrammes R-X, imprimés de logiciel, registres, rapports, transmissions, listes, fiches de réglage ou feuilles de chiffrier.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit, dans un délai de six mois civils complets après avoir déterminé selon l'exigence E2 qu'un relais de protection sensible à la charge ne répond pas aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2, élaborer un *plan d'actions correctives* afin de remplir une des conditions suivantes : *[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps différé]*

- faire en sorte que le *système de protection* réponde aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2, tout en assurant une détection sûre des défauts et un fonctionnement sûr en cas de perte de synchronisme (si le déclenchement sur perte de synchronisme est appliqué aux bornes de l'*élément* du *BES*) ; ou
- faire en sorte que le *système de protection* soit exclu selon les critères de l'annexe A de la norme PRC-026-2 (par exemple en modifiant le *système de protection* afin que les fonctions du relais soient supervisées par un blocage sur oscillation de puissance ou au moyen de systèmes de relais insensibles aux oscillations de puissance), tout en assurant une détection sûre des défauts et un déclenchement sûr en cas de perte de synchronisme (si le déclenchement sur perte de synchronisme est appliqué aux bornes de l'*élément* du *BES*).

M3. Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit avoir une ou des pièces justificatives datées attestant l'élaboration d'un *plan d'actions correctives* conformément à l'exigence E3. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : plans d'actions correctives, fiches d'entretien, fiches de réglage, dossiers de projet ou de programme de gestion des travaux et ordres de travail.

E4. Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit mettre en œuvre chaque *plan d'actions correctives* élaboré selon l'exigence E3 et le mettre à jour en cas de changement aux actions ou au calendrier, jusqu'à ce que toutes les actions aient été exécutées.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

---

2. Quelques exemples de circonstances qui peuvent amener une entité à constater une oscillation de puissance sont présentés à la section Éclaircissements et commentaires techniques, rubrique Constatation de la mise hors circuit d'un élément en réponse à une oscillation de puissance.
3. Un exemple d'oscillation de puissance instable est présenté dans la section Éclaircissements et commentaires techniques, à la rubrique Justification de l'inclusion des oscillations de puissance instables dans les exigences.

M4. Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit avoir une ou des pièces justificatives datées attestant la mise en œuvre de chaque *plan d'actions correctives* conformément à l'exigence E4, y compris sa mise à jour en cas de changement concernant les actions ou le calendrier. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : plans d'actions correctives, fiches d'entretien, fiches de réglage, dossiers de projet ou de programme de gestion des travaux et ordres de travail.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

Le *propriétaire d'installation de production*, le *coordonnateur de la planification* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent conserver les données ou les pièces justificatives selon les modalités indiquées ci-après, à moins que le *CEA* leur demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

- Le *coordonnateur de la planification* doit conserver les pièces justificatives de l'exigence E1 pendant au moins une année civile après avoir satisfait à l'exigence.
- Le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent conserver les pièces justificatives des évaluations prescrites à l'exigence E2 pendant au moins 12 mois civils suivant la fin de chaque évaluation s'il n'y a pas lieu d'élaborer un *plan d'actions correctives*.
- Le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent conserver les pièces justificatives relatives aux exigences E2, E3 et E4 pendant au moins 12 mois civils suivant la fin de l'exécution de chaque *plan d'actions correctives*.

Si un *propriétaire d'installation de production*, un *coordonnateur de la planification* ou un *propriétaire d'installation de transport* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *CEA* doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « processus de surveillance et d'évaluation de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la norme de fiabilité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification à long terme	Moyen	Le *coordonnateur de la planification* a signalé le ou les *éléments* du *BES* conformément à l'exigence E1, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.	Le *coordonnateur de la planification* a signalé le ou les *éléments* du *BES* conformément à l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils.	Le *coordonnateur de la planification* a signalé le ou les *éléments* du *BES* conformément à l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils.	Le *coordonnateur de la planification* a signalé le ou les *éléments* du *BES* conformément à l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 90 jours civils. OU Le *coordonnateur de la planification* n'a pas signalé le ou les *éléments* du *BES* conformément à l'exigence E1.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	Exploitation en temps différé	Élevé	Le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* a évalué son ou ses relais de protection sensibles à la charge conformément à l'exigence E2, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.	Le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* a évalué son ou ses relais de protection sensibles à la charge conformément à l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils.	Le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* a évalué son ou ses relais de protection sensibles à la charge conformément à l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils.	Le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* a évalué son ou ses relais de protection sensibles à la charge conformément à l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 90 jours civils. OU Le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* n'a pas évalué son ou ses relais de protection sensibles à la charge conformément à l'exigence E2.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Planification à long terme	Moyen	Le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* a élaboré un *plan d'actions correctives* conformément à l'exigence E3, mais dans un délai de plus de six mois civils et d'au plus sept mois civils.	Le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* a élaboré un *plan d'actions correctives* conformément à l'exigence E3, mais dans un délai de plus de sept mois civils et d'au plus huit mois civils.	Le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* a élaboré un *plan d'actions correctives* conformément à l'exigence E3, mais dans un délai de plus de huit mois civils et d'au plus neuf mois civils.	Le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* a élaboré un *plan d'actions correctives* conformément à l'exigence E3, mais dans un délai de plus de neuf mois civils. OU Le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* n'a pas élaboré un *plan d'actions correctives* conformément à l'exigence E3.
E4	Planification à long terme	Moyen	Le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* a mis en œuvre un *plan d'actions correctives*, mais ne l'a pas mis à jour en cas de changement concernant les actions ou le calendrier, conformément à l'exigence E4.	s. o.	s. o.	Le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* n'a pas mis en œuvre un *plan d'actions correctives* conformément à l'exigence E4.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Applied Protective Relaying, Westinghouse Electric Corporation, 1979.

Burdy, John. *Loss-of-excitation Protection for Synchronous Generators GER-3183*, General Electric Company.

IEEE Power System Relaying Committee WG D6. *Power Swing and Out-of-Step Considerations on Transmission Lines*, juillet 2005 : http://www.pes-psrc.org/Reports/Power%20Swing%20and%20OOS%20Considerations%20on%20Transmission%20Lines%20F..pdf.

Kimbark Edward Wilson. *Power System Stability, Volume II: Power Circuit Breakers and Protective Relays*, publié par John Wiley and Sons, 1950.

Kundur, Prabha. *Power System Stability and Control*, 1994, Palo Alto: EPRI, McGraw Hill, Inc.

Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC. *Protection System Response to Power Swings*, août 2013 : http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%2020/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf.

Reimert, Donald. *Protective Relaying for Power Generation Systems*, 2006, Boca Raton, CRC Press.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouveau document
1	17 mars 2016	Approbation de la norme PRC-026-1 dans l'ordonnance de la FERC au dossier RM15-8-000.	
2	13 mai 2021	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
2	4 mars 2022	Approbation par la FERC du dossier RD22-2-000..	
2	4 mars 2022	Date d'entrée en vigueur de la norme.	1er avril 2024

PRC-026-2 – Annexe A

Cette norme s'applique aux fonctions de protection susceptibles de commander un déclenchement instantané ou avec une temporisation de moins de 15 cycles en fonction du courant de charge (fonctions « sensibles à la charge »), y compris, sans limitation, les fonctions suivantes :

- Distance de phase
- Surintensité de phase
- Perte de synchronisme
- Perte de champ

Les fonctions de protection suivantes ne sont pas visées par la présente norme :

- Éléments de relais supervisés par une fonction de blocage sur oscillation de puissance
- Éléments de relais dont l'activation n'a lieu que sur défaillance d'autres relais ou de systèmes associés, par exemple :
    - éléments de surintensité qui ne sont activés qu'en cas de perte de potentiel ;
    - éléments de relais qui ne sont activés qu'en cas de perte de communication.
- Relais à émulation thermique utilisés de concert avec les *caractéristiques assignées* dynamiques des installations
- Éléments de relais associés à des lignes à courant continu
- Éléments de relais associés à des transformateurs de convertisseur à courant continu
- Éléments de relais de détection de défauts de phase servant à superviser d'autres éléments de distance de phase sensibles à la charge (par exemple pour prévenir tout fonctionnement intempestif en cas de perte de potentiel)
- Éléments de relais associés à des systèmes à enclenchement sur défaut (SOTF)
- Relais à retour de puissance sur un groupe de production
- Éléments de relais de groupe de production qui sont armés seulement lorsque le groupe est débranché du réseau (par exemple des éléments de surintensité non directionnels combinés à des systèmes de protection contre la mise sous tension accidentelle ou le contournement électrique de disjoncteurs ouverts)
- Relais à courant différentiel, relais à fil pilote et relais à comparaison de phases
- Relais à maximum de courant à retenue de tension ou à commande par tension

PRC-026-2 – Annexe B

Critère A :

Un relais d'impédance utilisé pour le déclenchement est censé ne pas se déclencher pendant une oscillation de puissance stable, lorsque la caractéristique du relais est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable[4]. La région d'oscillation de puissance instable est formée par l'union de trois courbes dans le plan d'impédance (R-X) : 1) un cercle inférieur de perte de synchronisme, qui représente un rapport entre les tensions côté générateur et côté récepteur de 0,7 ; 2) un cercle supérieur de perte de synchronisme, qui représente un rapport entre les tensions côté générateur et côté récepteur de 1,43 ; et 3) une lentille qui relie les extrémités de l'impédance totale du réseau (sans l'impédance de transfert parallèle) et délimitée par les tracés représentant la variation entre 0,0 et 1,0 par unité des tensions du réseau côté générateur et côté récepteur, l'angle de séparation du réseau étant maintenu constant pour toute l'étendue de l'impédance totale du réseau, dans les conditions suivantes :

1. L'angle de séparation du réseau est :
   - d'au moins 120 degrés ; ou
   - inférieur à 120 degrés si une analyse de stabilité en régime transitoire documentée démontre que l'angle de séparation stable maximal prévu est inférieur à 120 degrés.
2. Toute la production est en service et tous les *éléments* de transport du *BES* sont dans leur état de fonctionnement normal lorsqu'on calcule l'impédance du réseau.
3. Une réactance saturée (transitoire ou sous-transitoire) est utilisée pour toutes les machines.

4. Voir la section Éclaircissements et commentaires techniques, figures 1 et 2.

PRC-026-2 – Annexe B

Critère B :

Le réglage d'un élément de relais à maximum de courant utilisé pour le déclenchement, qui est supérieur à la valeur de courant calculée (sans l'impédance de transfert parallèle), dans les conditions suivantes :

1. L'angle de séparation du réseau est :
   - d'au moins 120 degrés ; ou
   - inférieur à 120 degrés si une analyse de stabilité en régime transitoire documentée démontre que l'angle de séparation stable maximal prévu est inférieur à 120 degrés.
2. Toute la production est en service et tous les *éléments* de transport du *BES* sont dans leur état de fonctionnement normal lorsqu'on calcule l'impédance du réseau.
3. Une réactance saturée (transitoire ou sous-transitoire) est utilisée pour toutes les machines.
4. Les tensions côté générateur et côté récepteur sont toutes deux de 1,05 par unité.

Éclaircissements et commentaires techniques

Introduction

Le document technique du sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC, *Protection System Response to Power Swings*, publié en août 2013[5] (le « Rapport PSRPS » ou le « Rapport »), a été préparé spécialement pour appuyer l'élaboration de la présente norme de fiabilité de la NERC. Le Rapport présente un survol historique des oscillations de puissance, qui remonte jusqu'à 1965 et se termine l'année de l'approbation du Rapport par le Comité de planification de la NERC. Il traite aussi des questions de fiabilité liées à l'arbitrage entre la sûreté de fonctionnement et la sécurité des *systèmes de protection*, présente des réflexions sur l'élaboration de la norme de fiabilité de la NERC, et rassemble des informations techniques sur les caractéristiques des oscillations de puissance et sur divers enjeux concernant les applications pratiques et les approches possibles. Le Rapport suggère pour la présente norme de fiabilité de la NERC une démarche axée sur les trois prescriptions pertinentes de l'Ordonnance 733 de la FERC. La première prescription concerne le besoin d'une norme qui imposerait « …l'utilisation de systèmes de relais de protection capables de différencier les défauts et les oscillations de puissance stables et, si nécessaire, le retrait graduel des systèmes de relais de protection non conformes à cette exigence[6] ». La deuxième prescription demande « …d'élaborer une norme de fiabilité visant à empêcher le fonctionnement intempestif de relais lors d'oscillations de puissance stables[7] ». La troisième prescription, qui demande « …d'envisager, dans l'élaboration de la nouvelle norme de fiabilité sur les oscillations de puissance stables, des stratégies d'îlotage assurant la viabilité de tous les îlots[8] », a été prise en compte lors de l'élaboration de la présente norme.

L'élaboration de la présente norme intègre la plupart des suggestions du Rapport PSRPS. Cependant, il est à noter que le *coordonnateur de la fiabilité* et le *planificateur de réseau de transport* ne figurent pas dans la section Applicabilité de la présente norme (comme le suggère le Rapport). Il a en effet été jugé souhaitable qu'une seule entité – le *coordonnateur de la planification* – puisse désigner les *éléments* selon l'exigence E1. Cette responsabilité exclusive évite que plusieurs entités désignent des *éléments* de façon redondante, ou à l'inverse qu'une entité décide de ne pas désigner un *élément* parce qu'elle croit qu'une autre entité s'en charge. Le *coordonnateur de la planification* détient le modèle de la zone étendue ou y a accès, et peut désigner adéquatement les *éléments* potentiellement trop sensibles à une oscillation de puissance stable ou instable. En outre, l'absence du *coordonnateur de la fiabilité* et du *planificateur de réseau de transport* dans la section Applicabilité est en harmonie avec d'autres normes de fiabilité de la NERC sur la capacité de charge des relais (par exemple les normes PRC-023 et PRC-025), ainsi qu'avec le modèle fonctionnel de la NERC.

Le passage « tout en assurant une détection sûre des défauts et un fonctionnement sûr en cas de perte de synchronisme » de l'exigence E3 précise que le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent satisfaire à la présente norme tout en atteignant leurs propres objectifs de protection. Les relais de protection sensibles à la *charge* visés par la présente norme peuvent avoir pour mission d'assurer diverses fonctions de protection de réserve, tant pour un groupe de production ou une centrale que dans le réseau de transport, et la présente norme ne doit pas avoir pour effet de nuire à ces fonctions de protection. Le *propriétaire d'installation de production* et le

5. Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC, *Protection System Response to Power Swings*, août 2013 : http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%2020/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf
6. *Transmission Relay Loadability Reliability Standard*, Ordonnance 733 de la FERC, ¶ 61,221 (2010), paragraphe 150.
7. Ibid., paragraphe 153.
8. Ibid., paragraphe 162.

propriétaire d'installation de transport doivent tenir compte à la fois des exigences de la présente norme et de leurs objectifs de protection, et apporter des modifications à leurs relais de protection ou à leur stratégie de protection de manière à respecter ces deux impératifs.

Oscillations de puissance

Dans un document technique intitulé *Power Swing and Out-of-Step Considerations on Transmission Lines* (juillet 2005), l'IEEE Power System Relaying Committee WG D6 présente un exposé de fond sur les oscillations de puissance. Les définitions générales suivantes sont tirées de ce document[9] :

> Oscillation de puissance – Fluctuation d'un transit de puissance triphasé qui survient lorsque les angles de rotor de différents groupes de production se retrouvent en avance ou en retard les uns par rapport aux autres en réponse à des changements dans la valeur et la direction de la charge, à des manœuvres de ligne, à des pertes de production, à des défauts ou à d'autres perturbations du réseau.
> Glissement de pôle – Situation dans laquelle l'angle de la tension aux bornes d'un groupe de production ou d'un ensemble de groupes de production se trouve déphasé de plus de 180 degrés par rapport au reste du réseau électrique raccordé.
> Oscillation de puissance stable – Une oscillation de puissance est qualifiée de stable s'il n'y a pas de glissement de pôle dans les groupes de production et si le réseau retrouve un nouvel état d'équilibre, c'est-à-dire un régime d'exploitation acceptable.
> Oscillation de puissance instable – Oscillation de puissance qui entraîne un glissement de pôle dans un groupe de production ou un ensemble de groupes de production, au point de nécessiter une action corrective.
> Perte de synchronisme – Même phénomène qu'une oscillation de puissance instable.
> Centre électrique du réseau ou zéro de tension – Un ou plusieurs points dans le réseau où la tension devient nulle pendant une oscillation de puissance instable.

Tâches dévolues aux entités

Le Rapport PSRPS présente un fondement technique ainsi qu'une démarche qui cible les *systèmes de protection* potentiellement trop sensibles aux oscillations de puissance afin de réaliser l'objectif de la norme PRC-026-2. Cette démarche réduit le nombre de relais potentiellement visés par cette norme en limitant l'examen aux *éléments* du *BES* dont les relais de protection sensibles à la charge doivent être évalués. La première étape applique des critères permettant de reconnaître les *éléments* pour lesquels un *système de protection* est susceptible d'être sollicité par des oscillations de puissance. Une fois ces *éléments* connus, la deuxième étape consiste à évaluer chaque relais de protection sensible à la charge associé à chacun des *éléments* en question. Plutôt que d'obliger le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* à effectuer des simulations pour obtenir l'information voulue sur chaque *élément* désigné, la présente norme demande au *propriétaire d'installation de production* et au *propriétaire d'installation de transport* de comparer la caractéristique des relais de protection sensibles à la charge à des critères précis présentés à l'annexe B de la norme PRC-026-2, ce qui réduira le besoin de simulation.

Applicabilité

Les entités visées par la présente norme sont le propriétaire d'installation de production, le *coordonnateur de la planification* et le *propriétaire d'installation de transport*. Plus précisément, ce sont

9. http://www.pes-psrc.org/Reports/Power%20Swing%20and%20OOS%20Considerations%20on%20Transmission%20Lines%20F..pdf

le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* qui doivent évaluer les relais de protection sensibles à la charge associés aux *éléments* du *BES* désignés. La norme s'applique aux *éléments* du *BES* suivants : groupes de production, transformateurs et lignes de transport. Il a été envisagé d'ajouter le *distributeur* aux entités visées par la présente norme ; cette idée n'a pas été retenue puisque cette entité, selon son inscription fonctionnelle, ne peut posséder de groupes de production, de lignes de transport ou de transformateurs ne servant pas à l'approvisionnement.

Les relais de protection sensibles à la charge comprennent les fonctions de protection susceptibles de provoquer un déclenchement, avec ou sans temporisation, selon le courant de charge.

Exigence E1

Le *coordonnateur de la planification* a une bonne vue d'ensemble sur le réseau et est bien placé pour déterminer quels *éléments*, le cas échéant, répondent aux critères. L'application de critères de sélection répond aux indications du document technique du sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC, *Protection System Response to Power Swings* (août 2013)[10], qui recommande une démarche sélective pour déterminer les *éléments* à risque. Cette détermination est faite à partir des *évaluations de la planification* annuelles prescrites par les normes sur la planification du transport (normes TPL) et d'autres normes de fiabilité de la NERC (par exemple la norme PRC-006) ; la présente norme n'impose pas d'autres évaluations au *coordonnateur de la planification*. L'exigence d'aviser à chaque année civile les *propriétaires d'installation de production* et les *propriétaires d'installation de transport* concernés est suffisante, puisque le *coordonnateur de la planification* procédera normalement à ces notifications après avoir terminé ses *évaluations de la planification* annuelles. Le *coordonnateur de la planification* est tenu de faire ces notifications à chaque année civile même si une étude est effectuée moins fréquemment (par exemple à intervalles de cinq ans selon la norme PRC-006, *Délestage en sous-fréquence automatique*) et que l'information n'a pas changé. Il est possible qu'un *coordonnateur de la planification* puisse utiliser des études d'une année antérieure pour déterminer les notifications nécessaires selon l'exigence E1.

Critère 1

Le premier critère concerne les groupes de production soumis à une contrainte de stabilité angulaire gérée par la limitation de la puissance produite par le groupe de production ou au moyen d'un *automatisme de réseau*, ainsi que les *éléments* raccordés au poste de *transport* associé à ces groupes de production. Par exemple, un automatisme consistant à réduire la production dans des conditions particulières est mis en œuvre pour une centrale à quatre groupes de production totalisant 1 100 MW. Deux de ces groupes ont une puissance de 500 MW chacun ; l'un est raccordé au réseau à 345 kV et l'autre au réseau à 230 kV. Le *propriétaire d'installation de transport* a deux lignes de transport à 230 kV et une ligne de transport à 345 kV, toutes trois raccordées à l'installation de production, ainsi qu'un autotransformateur de 345-230 kV. Le reste de la capacité de production, soit 100 MW, est constituée de deux turbines à combustion de 50 MW raccordées à quatre lignes de transport à 66 kV. Ces lignes à 66 kV ne sont pas raccordées électriquement aux lignes à 345 kV et à 230 kV à la centrale même, et ne sont pas soumises à une limitation de la puissance produite ni à un *automatisme de réseau*. Une contrainte de stabilité limite à 700 MW la production de la partie de la centrale soumise à l'*automatisme de réseau* en cas d'indisponibilité de la ligne à 345 kV. L'*automatisme de réseau* met hors circuit un des

10. http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%2020/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf

groupes de 500 MW afin de maintenir la stabilité en cas de perte de la ligne à 345 kV lorsque la production totale des deux groupes de 500 MW est supérieure à 700 MW. Dans cet exemple, les groupes de 500 MW et leurs transformateurs élévateurs (GSU) seraient désignés comme des *éléments* qui répondent au critère 1. L'autotransformateur à 345/230 kV, la ligne de transport à 345 kV et les deux lignes de transport à 230 kV répondraient eux aussi à ce critère. Les turbines à combustion de 50 MW et la ligne de transport à 66 kV ne répondraient pas au critère 1, car ces *éléments* ne sont pas soumis à une limitation de la puissance produite ni à un *automatisme de réseau* et ne sont pas raccordés au poste de *transport* associé aux groupes de production qui sont soumis à une limitation de la puissance produite ou à un *automatisme de réseau*.

Critère 2

Le deuxième critère concerne les *éléments* associés à une instabilité angulaire détectée dans les *évaluations de la planification*. Par exemple, si les *évaluations de la planification* ont déterminé qu'une instabilité angulaire pourrait limiter à 1 200 MW la capacité de transfert sur deux longues lignes de transport parallèles à 500 kV et que cette limitation est liée à l'instabilité angulaire résultant d'un défaut et de la perte subséquente d'une des deux lignes, ces deux lignes seraient désignées comme des éléments qui répondent au critère 2.

Critère 3

Le troisième critère concerne des *éléments* qui forment la limite d'un îlot dans la plus récente évaluation de conception d'un délestage de charge en sous-fréquence (DSF). Ce critère s'applique aux îlots délimités d'après l'application des critères du *coordonnateur de la planification* pour la délimitation des îlots, et seulement si l'îlot est créé par la mise hors circuit des *éléments* en question pour cause d'instabilité angulaire. Le critère s'applique si l'instabilité angulaire est modélisée dans l'évaluation de conception du DSF, ou si la limite est définie « hors réseau » (les *éléments* sont désignés d'après des considérations d'instabilité angulaire, mais ils sont mis hors circuit dans l'évaluation de conception du DSF sans modélisation de l'instabilité angulaire déclencheuse). Dans les cas où une perte de synchronisme est détectée et où le déclenchement est amorcé à un autre endroit, le critère s'applique à l'*élément* sur lequel l'oscillation de puissance est détectée. Le critère ne s'applique pas à des îlots délimités à partir d'autres facteurs non liés à l'instabilité angulaire, par exemple une charge excessive, des lignes d'interconnexion à la périphérie d'une zone de *coordonnateur de la planification* ou des lignes d'interconnexion à la périphérie d'une zone d'équilibrage.

Critère 4

Le quatrième critère concerne des *éléments* désignés dans la plus récente *évaluation de la planification* annuelle, dans le cas où le déclenchement de relais survient en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable[11] pendant une perturbation simulée. Ce critère amène le *coordonnateur de la planification* à désigner tout *élément* pour lequel un déclenchement de relais a été observé pendant des simulations effectuées lors de la plus récente *évaluation de la planification* annuelle prescrite par la norme de fiabilité de planification du transport TPL-001-4. Il est à noter que le déclenchement de relais doit être évalué dans le cadre de ces *évaluations de la planification* annuelles selon l'alinéa 4.3.1.3 de

11. Se reporter à la rubrique Justification de l'inclusion des oscillations de puissance instables dans les exigences.

l'exigence E4 de la norme TPL-001-4, qui stipule que l'analyse doit comprendre le « déclenchement de lignes de transport ou de transformateurs, si les oscillations transitoires entraînent le fonctionnement du système de protection, d'après des modèles de relais génériques ou réels ». Le fait de désigner de tels *éléments* selon le critère 4 et d'en aviser les *propriétaires d'installation de production* et les *propriétaires d'installation de transport* respectifs obligera les propriétaires de tout relais de protection sensible à la charge relié aux bornes de chaque *élément* désigné à évaluer la sensibilité de ce relais aux oscillations de puissance stables.

Le *coordonnateur de la planification* a la latitude voulue pour déterminer si un déclenchement observé pour une oscillation de puissance dans son *évaluation de la planification* répond à des contingences ou des conditions de réseau valides. Le *coordonnateur de la planification* considère individuellement tout déclenchement observé dans une analyse de régime transitoire ; il devra donc désigner les *éléments* uniquement d'après les résultats de simulation jugés valides.

Étant donné la manière dont une *évaluation de la planification* est effectuée, il peut y avoir des cas où un *élément* désigné antérieurement n'est pas désigné dans la plus récente *évaluation de la planification* annuelle. Une telle situation est acceptable dans la mesure où le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* auront agi par suite de la notification initiale de l'*élément* désigné antérieurement. Lorsqu'un *élément* n'est pas désigné dans les évaluations de la planification subséquentes, c'est normalement que le risque de déclenchement de relais de protection sensible à la charge en réponse à une oscillation de puissance stable en conditions autres que de *défaut* a déjà été évalué selon l'exigence E2 et que tout correctif nécessaire a été apporté conformément aux exigences E3 et E4 si le relais ne répondait pas aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2. Selon l'exigence E2, le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* sont tenus de réévaluer chaque relais de protection sensible à la charge pour un *élément* désigné uniquement si cette évaluation n'a pas été effectuée au cours des cinq dernières années civiles.

Bien que l'exigence E1 demande au *coordonnateur de la planification* d'aviser le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* de tout *élément* qui répond à un ou plusieurs des quatre critères, elle n'interdit aucunement au *coordonnateur de la planification* de fournir, à l'avance ou sur demande, un complément d'information (comme les caractéristiques d'impédance apparente) qui pourraient être utiles dans l'évaluation des relais de protection. Les *propriétaires d'installation de production* et les *propriétaires d'installation de transport* sont toutefois en mesure d'évaluer les relais de protection et d'apporter les correctifs requis sans complément d'information. La norme n'oblige pas les entités à fournir une information qui serait déjà partagée ou échangée entre les entités pour les besoins de l'exploitation. Malgré l'absence d'exigence concernant l'échange d'information, les entités doivent être sensibles à l'importance d'évaluer le fonctionnement des relais à la lumière de l'information la plus récente disponible.

Exigence E2

L'exigence E2 demande au *propriétaire d'installation de production* et au *propriétaire d'installation de transport* d'évaluer ses relais de protection sensibles à la charge afin de s'assurer qu'ils ne se déclencheront pas en réponse à des oscillations de puissance stables.

L'annexe A de la norme PRC-026-2 présente la liste des relais sensibles à la charge qu'il est nécessaire d'évaluer ; cette liste comprend les fonctions de distance de phase, de surintensité de phase, de perte de synchronisme et de perte de champ. Les relais de distance de phase peuvent comprendre, sans limitation, les types suivants :

- Éléments de zone à déclenchement instantané ou à temporisation intentionnelle de moins de 15 cycles
- Éléments de distance de phase utilisés dans les systèmes de déclenchement rapide à liaison de communication, notamment :
    - blocage par comparaison directionnelle (DCB) ;
    - déblocage par comparaison directionnelle (DCUB) ;
    - permissif à portée étendue (POTT) ;
    - permissif à portée réduite (PUTT).

La norme impose aux *propriétaires d'installation de production* et aux *propriétaires d'installation de transport* une méthode d'évaluation uniforme selon des conditions précises. Lorsqu'un *propriétaire d'installation de production* ou un *propriétaire d'installation de transport* est avisé qu'un de ses *éléments* répond aux critères de l'exigence E1, il dispose de 12 mois civils complets pour déterminer si les relais de protection sensibles à la charge associés à cet élément répondent aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2, si cette évaluation n'a pas été effectuée au cours des cinq dernières années civiles. Par ailleurs, chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* qui constate qu'un groupe de production, un transformateur ou une ligne de transport qui est un *élément* du *BES* a été mis hors circuit en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable en raison du fonctionnement de ses relais de protection, selon l'alinéa 2.2 de l'exigence E2, doit procéder à la même évaluation selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2 dans un délai de 12 mois civils complets.

Constatation de la mise hors circuit d'un élément en réponse à une oscillation de puissance

L'alinéa 2.2 de l'exigence E2 vise à obliger le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* à agir lorsqu'ils ont connaissance d'une oscillation de puissance stable ou instable et qu'ils constatent que celle-ci a entraîné la mise hors circuit de l'*élément* de l'entité. Le critère spécifie d'abord la connaissance de l'événement (oscillation de puissance), puis le lien entre celui-ci et la mise hors circuit de l'*élément* de l'entité. On veut ainsi éviter que l'entité doive démontrer qu'elle a déterminé, pour chaque mise hors circuit d'un de ses *éléments*, si une oscillation de puissance était présente. Ce critère est structuré de cette façon compte tenu des moyens par lesquels un *propriétaire d'installation de production* et un *propriétaire d'installation de transport* pourraient avoir connaissance d'un *élément* mis hors circuit en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable par suite du fonctionnement de son ou ses relais de protection.

Les mises hors circuit d'*éléments* causées par des oscillations de puissance stables ou instables, bien que peu fréquentes, seraient plus courantes dans le cas d'une perturbation importante. La constatation d'une oscillation de puissance découle d'une analyse de l'événement. Une analyse d'événement qui peut révéler à l'entité une oscillation de puissance stable ou instable pourrait comprendre l'analyse interne effectuée par l'entité, l'examen du *système de protection* de l'entité suivant un déclenchement, ou une analyse à plus grande échelle menée par d'autres entités. L'analyse d'événement pourrait donner lieu à la participation de *l'entité régionale* de l'entité, et dans certains cas de la NERC elle-même.

Information commune aux éléments de production et de transport

L'annexe A de la norme PRC-026-2 énumère les relais de protection sensibles à la charge visés par la présente norme. Les *propriétaires d'installation de production* et les *propriétaires d'installation de transport* peuvent posséder des relais de protection sensibles à la charge (par exemple des relais de

distance) qui influent directement sur des *éléments* de production ou des *éléments* de transport faisant partie du *BES* ; une analyse est nécessaire si ces *éléments* sont désignés par le *coordonnateur de la planification* selon l'exigence E1, ou s'ils sont découverts par le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* selon l'exigence E2. Par exemple, les relais de distance qui appartiennent au *propriétaire d'installation de transport* peuvent être installés du côté haute tension du transformateur élévateur de groupe de production (directionnels vers le groupe de production), offrant ainsi une capacité de réserve à la protection de la production. Les *propriétaires d'installation de production* peuvent avoir des relais de distance installés comme protection de réserve d'éléments de transport ou de transformateur élévateur de groupe de production. Le *propriétaire d'installation de production* peut avoir des relais installés aux bornes du groupe de production ou du côté haute tension du transformateur élévateur de groupe de production.

Exclusion des relais de protection sensibles à la charge selon la temporisation

La présente norme a pour objet de « faire en sorte que les relais de protection sensibles à la charge ne soient pas susceptibles de se déclencher en réponse à des oscillations de puissance stables dans des conditions autres que de *défaut* ». Les relais de protection sensibles à la charge à action rapide sont ceux qui risquent le plus de se déclencher pendant une oscillation de puissance ; c'est pourquoi ces relais, ainsi que les relais dont la temporisation est inférieure à 15 cycles, sont visés par la présente norme, alors que les autres relais (par exemple les relais de zones 2 et 3) ayant une temporisation de 15 cycles ou plus sont exclus. La valeur de temporisation adoptée pour l'exclusion de certains relais de protection sensibles à la charge est liée à la prévision du temps maximal pendant lequel le relais serait exposé à une oscillation de puissance stable à vitesse de glissement lente.

Afin d'établir une valeur limite de temporisation pour différencier un relais de protection sensible à la charge à risque élevé d'un autre dont la temporisation amoindrit le risque, on a compilé un échantillonnage de taux d'oscillation à partir d'une oscillation de puissance stable qui entre dans la caractéristique d'impédance puis en sort (voir le tableau 1). Pour une caractéristique d'impédance de relais dans laquelle l'oscillation de puissance entre à 90 degrés et sort à 120 degrés, la temporisation de zone doit être supérieure au temps calculé pendant lequel l'oscillation de puissance stable demeure à l'intérieur de la zone de déclenchement du relais pour que le relais ne se déclenche pas en réponse à l'oscillation de puissance stable.

Éq. (1)

$$Tempor.\,de\ zone > 2 \times \left(\frac{(120° - angle\ d'entrée\ dans\ la\ caractéristique\ du\ relais) \times 60}{(360 \times vitesse\ de\ glissement)}\right)$$

Tableau 1 : Taux d'oscillation	
Temporisation de zone (cycles)	**Vitesse de glissement (Hz)**
10	1,00
15	0,67
20	0,50
30	0,33

Une temporisation de zone de 15 cycles correspond à une vitesse de glissement du réseau de 0,67 Hz, représentative d'une vitesse de glissement lente pendant une perturbation du réseau. Des temporisations plus longues permettent de tolérer des vitesses de glissement plus lentes.

Directives concernant les éléments de transport

Le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2 décrit une région d'oscillation de puissance instable formée par l'union de trois courbes dans le plan d'impédance (R-X). La première forme, appelée cercle inférieur de perte de synchronisme, représente un rapport entre la tension côté générateur (E_S) et la tension côté récepteur (E_R) de 0,7 (E_S / E_R = 0,7 / 1,0 = 0,7). La deuxième forme, appelée cercle supérieur de perte de synchronisme, représente un rapport entre les tensions côté générateur et côté récepteur de 1,43 (E_S / E_R = 1,0 / 0,7 = 1,43). La troisième forme, appelée lentille, relie les extrémités de l'impédance totale du réseau par des tracés représentant la variation entre 0,0 et 1,0 par unité des tensions du réseau côté générateur et côté récepteur, un angle constant de séparation du réseau étant maintenu sur toute la plage d'impédance totale du réseau (sans l'impédance de transfert parallèle, voir les figures 1 à 5). L'impédance totale du réseau est obtenue à partir d'un réseau équivalent à deux jeux de barres, par sommation de l'impédance de source côté générateur, de l'impédance de ligne (à l'exclusion l'impédance de transfert équivalente de Thévenin) et de l'impédance de source côté récepteur (voir les figures 6 et 7). L'établissement de l'impédance totale du réseau permet de définir une condition prudente qui maximise la sécurité du relais à l'égard de diverses conditions du réseau. La valeur minimale d'impédance totale du réseau représente une condition où la lentille dans le plan R-X est de taille minimale ; il s'agit d'un point de fonctionnement prudent pour ce qui est d'assurer qu'un relais de protection sensible à la charge ne se déclenchera pas avec un déphasage préétabli entre les tensions côté générateur et côté récepteur. L'impédance totale du réseau est minimale lorsque toute la production est en service et que tous les *éléments* de transport du *BES* sont modélisés dans leur configuration de réseau normale (critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2). Le retrait de l'impédance de transfert parallèle sert à représenter une condition probable liée à la perte d'*éléments* parallèles pendant la perturbation ; la perte de ces *éléments* augmente la sensibilité des relais sensibles à la charge dans la branche parallèle en éliminant l'« effet couronne » (l'impédance apparente vue par le relais est moindre par suite de la perte de l'impédance de transfert, ce qui rend le relais plus susceptible de se déclencher pendant une oscillation de puissance stable – voir les figures 13 et 14).

La variation des tensions de source côté générateur et côté récepteur entre 0,7 et 1,0 par unité permet d'obtenir les cercles inférieur et supérieur de perte de synchronisme. Le rapport de ces deux tensions est utilisé dans le calcul des cercles de perte de synchronisme, et ce qui donne une plage de rapports allant de 0,7 à 1,43.

Éq. (2) $$\frac{E_S}{E_R} = \frac{0{,}7}{1{,}0} = 0{,}7$$

Éq. (3) : $$\frac{E_S}{E_R} = \frac{1{,}0}{0{,}7} = 1{,}43$$

La tension interne des groupes de production pendant des oscillations de puissance sévères ou des conditions de défaut dans le réseau de transport sera supérieure à zéro étant donné l'action du régulateur de tension. La plage de rapports de tensions comprise entre 0,7 et 1,43 est choisie de manière plus prudente que pour les normes de fiabilité PRC-023[12] et PRC-025[13], où l'on adopte une limite inférieure de tension de 0,85 par unité. Une plage de tensions internes de groupe de production

12. Titre : *Capacité de charge des relais de transport*
13. Titre : *Capacité de charge des relais de groupe de production*

de ±15 % a été retenue, jugée prudente pour le calcul du rapport de tensions qui sert à calculer les cercles de perte de synchronisme. Par exemple, ces valeurs de tension se traduiraient par une plage de rapports allant de 0,739 à 1,353.

Éq. (4) $$\frac{E_S}{E_R} = \frac{0{,}85}{1{,}15} = 0{,}739$$

Éq. (5) : $$\frac{E_S}{E_R} = \frac{1{,}15}{0{,}85} = 1{,}353$$

Le rapport inférieur est arrondi à 0,7 par souci de prudence, ce qui permet d'utiliser une plage de tensions allant de 0,7 à 1,0 par unité pour le calcul des cercles de perte de synchronisme[14].

Lorsque l'impédance de transfert parallèle est présente dans le modèle, la division du courant entre l'impédance de ligne et l'impédance de transfert parallèle fait en sorte que l'impédance vue par le relais est supérieure à celle vue lorsque l'impédance de transfert parallèle est absente (effet couronne), ce qui augmente la probabilité que la caractéristique d'un élément de relais d'impédance soit entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable (voir la figure 11). Si l'impédance de transfert est prise en compte dans l'évaluation, un élément de relais de distance pourrait sembler répondre aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2, et de fait il serait sécuritaire dans la mesure où tous les *éléments* sont dans leur état normal. L'élément de relais de distance pourrait toutefois se déclencher en réponse à une oscillation de puissance stable si le réseau était affaibli (impédance de transfert plus élevée) par la perte d'un sous-ensemble des lignes qui constituent l'impédance de transfert parallèle (voir la figure 10). Une telle situation pourrait être causée par le fait que le sous-ensemble de lignes qui constituent l'impédance de transfert parallèle aurait été mis hors circuit par des oscillations instables afin d'isoler le défaut originel, ou à cause du fonctionnement d'une protection de défaillance de disjoncteur ou d'une protection de réserve distante.

Le tableau 10 montre le pourcentage de variation de la taille de la lentille telle que vue par le relais évalué lorsque l'impédance de transfert parallèle est prise en compte. L'impédance de transfert parallèle influe très peu sur la taille apparente de la lentille tant que l'impédance de transfert parallèle est au moins 10 fois supérieure à l'impédance de ligne parallèle (augmentation de taille de moins de 5 %) ; son retrait a donc un effet minime et produit en fait une lentille légèrement plus petite (condition plus prudente). Une impédance de transfert parallèle 5 fois (ou moins) supérieure à l'impédance de ligne parallèle entraîne une augmentation d'au moins 10 % de la taille apparente de la lentille telle que vue par le relais. Si deux lignes parallèles et une impédance de transfert parallèle relient les jeux de barres côté générateur et côté récepteur, l'impédance de transfert parallèle totale équivaut alors à une fois (ou moins) l'impédance de ligne parallèle, ce qui se traduit par une augmentation de la taille apparente de la lentille d'au moins 45 %. On peut envisager comme contingence réaliste la mise hors service de la ligne parallèle ; l'impédance de transfert parallèle constituerait alors le reste du réseau, en parallèle avec l'impédance de ligne. Puisqu'on ne sait pas exactement quelles lignes parmi celles qui constituent l'impédance de transfert parallèle seraient hors service pendant une perturbation importante du réseau, le plus prudent est de supposer que toutes ces lignes seront hors service, ce qui laisse en service seulement la ligne évaluée.

14. Dans le document *Rapport final sur la panne du 14 août 2003 aux États-Unis et au Canada : causes et recommandations*, avril 2004, à la section 6 (sur la phase de déclenchement en cascade de la panne d'électricité), sous le titre « Pourquoi les génératrices se sont-elles mises hors circuit », le constat suivant est présenté (page 106) : « Certains relais de sous-tension étaient programmés pour se déclencher lorsque la tension atteint 90 % ou plus. Toutefois, un moteur cale à environ 70 % de tension et le contact de démarrage du moteur est n'est plus maintenu quand la tension atteint environ 75 %; alors, s'il faut absolument protéger une turbine contre le réseau, le point de déclenchement de la sous-tension ne devrait pas excéder 80 %. »

On peut utiliser des réactances longitudinales transitoires ou sous-transitoires saturées pour les machines dans le cadre de l'évaluation parce qu'elles sont plus petites que les réactances non saturées. Comme les réactances sous-transitoires saturées de groupe de production sont plus petites que les réactances transitoires ou synchrones, l'emploi de réactances sous-transitoires se traduira par une impédance de source plus petite et par une région d'oscillation de puissance instable plus petite dans l'analyse graphique (voir les figures 8 et 9). Étant donné que les oscillations de puissance se produisent pendant une période où les réactances transitoires de groupe de production sont dominantes, il est acceptable d'utiliser des réactances transitoires saturées au lieu de réactances sous-transitoires saturées. Puisque certains modèles de court-circuit peuvent ne pas comporter de réactances transitoires, il est également acceptable d'utiliser des réactances sous-transitoires, les résultats étant alors plus prudents. Pour cette raison, l'une ou l'autre des valeurs est acceptable pour déterminer les impédances de source du réseau (alinéa 3 des critères A et B de l'annexe B de la norme PRC-026-2).

Des réactances saturées sont utilisées dans des programmes de court-circuit qui produisent l'impédance de réseau mentionnée ci-dessus. Les logiciels de planification et de stabilité adoptent généralement des réactances non saturées. Les modèles de groupe de production utilisés dans les analyses de stabilité en régime transitoire reconnaissent que l'ampleur de l'effet de saturation dépend à la fois des courants de rotor (champ) et de stator ; ils génèrent donc les paramètres saturés de la machine à chaque instant, par calcul interne à partir des valeurs non saturées (constantes) spécifiées des réactances de la machine et du niveau de flux interne instantané. Les hypothèses qui spécifient quelles inductances sont touchées par la saturation, et quel est l'effet relatif de cette saturation, sont différentes pour les divers modèles de groupe de production utilisés. Ainsi, on utilise les valeurs non saturées de toutes les réactances de machine pour établir les données de logiciel de planification et de stabilité, et l'ensemble approprié de données de courbe de magnétisation en circuit ouvert est fourni pour chaque machine.

Les valeurs de réactance saturée sont moindres que les valeurs de réactance non saturée, et sont utilisées dans les programmes de court-circuit des *propriétaires d'installation de production* et des *propriétaires d'installation de transport*. C'est pour cette raison qu'il convient d'utiliser les valeurs de réactance saturée dans l'établissement des impédances de source de réseau.

On peut obtenir les impédances équivalentes de source ou de réseau par diverses méthodes, au moyen d'outils de calcul de court-circuit vendus dans le commerce[15]. La plupart des outils de court-circuit ont une fonction de réduction du réseau qui permet de sélectionner les jeux de barres terminales (locaux et distants) à retenir. La première méthode réduit le réseau à un schéma qui comporte deux jeux de barres, un groupe de production équivalent pour chaque jeu de barres (représentant les impédances de source côté générateur et côté récepteur) et deux lignes parallèles : l'une étant l'impédance de la ligne protégée y compris les relais évalués, et l'autre étant l'impédance de transfert parallèle qui représente toutes les autres combinaisons de lignes qui relient les deux jeux de barres (voir la figure 6). Une autre méthode prudente consiste à ouvrir les deux extrémités de la ligne évaluée, puis à appliquer un défaut triphasé franc à chaque jeu de barres pour déterminer l'impédance équivalente de Thévenin à chaque jeu de barres. Les impédances de source sont alors réglées à la valeur des impédances équivalentes de Thévenin, et seront égales ou inférieures aux impédances de source calculées par la méthode de réduction du réseau. L'une ou l'autre de ces méthodes est acceptable pour établir les impédances de source de réseau aux deux extrémités.

Les deux puces de l'alinéa 1 du critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2 spécifient les angles de séparation du réseau utilisés pour dimensionner le périmètre de stabilité de l'oscillation de puissance

15. Demetrios A. Tziouvaras et Daqing Hou. Annexe du document *Out-Of-Step Protection Fundamentals and Advancements,* 17 avril 2014 : https://www.selinc.com.

afin d'évaluer les éléments d'impédance de relais de protection sensibles à la charge. La première puce spécifie un angle de séparation du réseau d'au moins 120 degrés qu'on maintient constant tout en faisant varier les tensions de source côté générateur et côté récepteur entre 0,7 et 1,0 par unité, créant ainsi une région d'oscillation de puissance instable autour de l'impédance totale du réseau (voir la figure 1). Cette région d'oscillation de puissance instable est comparée à la région de déclenchement de la caractéristique du relais de distance, c'est-à-dire la région non supervisée par des œillères d'empiétement de charge (voir la figure 12) ou d'autres formes de supervision qui empêchent l'élément de distance de se déclencher dans des conditions de charges importantes et équilibrées. Si la région de déclenchement de la caractéristique d'impédance est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable, l'élément d'impédance du relais répond au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2. Un angle de séparation de 120 degrés a été choisi pour l'évaluation parce qu'il est généralement accepté dans l'industrie qu'un rétablissement est improbable pour une oscillation au-delà de cet angle[16].

La deuxième puce de l'alinéa 1 du critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2 concerne les éléments de relais d'impédance pour un angle de séparation du réseau de moins de 120 degrés, selon une évaluation semblable à celle décrite ci-dessus. Un angle de moins de 120 degrés est acceptable si une analyse de stabilité documentée démontre que l'oscillation de puissance devient instable à un angle de séparation de moins de 120 degrés.

L'exclusion des éléments de relais supervisés par une fonction de blocage sur oscillation de puissance (PSB) selon l'annexe A de la norme PRC-026-2 permet au *propriétaire d'installation de production* ou au *propriétaire d'installation de transport* de soustraire à l'évaluation les éléments de relais de protection dont le déclenchement est bloqué par un relais PSB. Un relais PSB installé et réglé conformément aux pratiques acceptées de l'industrie empêche les relais de protection sensibles à la charge qu'il supervise de se déclencher en réponse à des oscillations de puissance. Par ailleurs, les relais PSB sont réglés de façon à ne pas nuire à la sûreté de fonctionnement des éléments supervisés. Les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2 visent spécifiquement les éléments non supervisés qui pourraient être déclenchés par des oscillations de puissance stables. Par conséquent, les éléments de relais de protection sensibles à la charge à supervision PSB peuvent être exclus des exigences de la présente norme.

16. « L'angle critique pour le maintien de la stabilité varie selon la contingence et selon l'état du réseau au moment où survient la contingence. Cependant, la probabilité de rétablissement en cas d'oscillation au-delà de 120 degrés est marginale ; c'est pourquoi le seuil de 120 degrés est généralement accepté comme référence pour le réglage de la protection contre la perte de synchronisme. Étant donné l'importance de séparer des réseaux instables, le choix de 120 degrés comme valeur de l'angle critique assure un équilibre raisonnable entre un déclenchement sûr en cas d'oscillation de puissance instable et un fonctionnement sécuritaire pendant les oscillations de puissance stables. » Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC, *Protection System Response to Power Swings*, août 2013 : http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%2020/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf, p. 28.

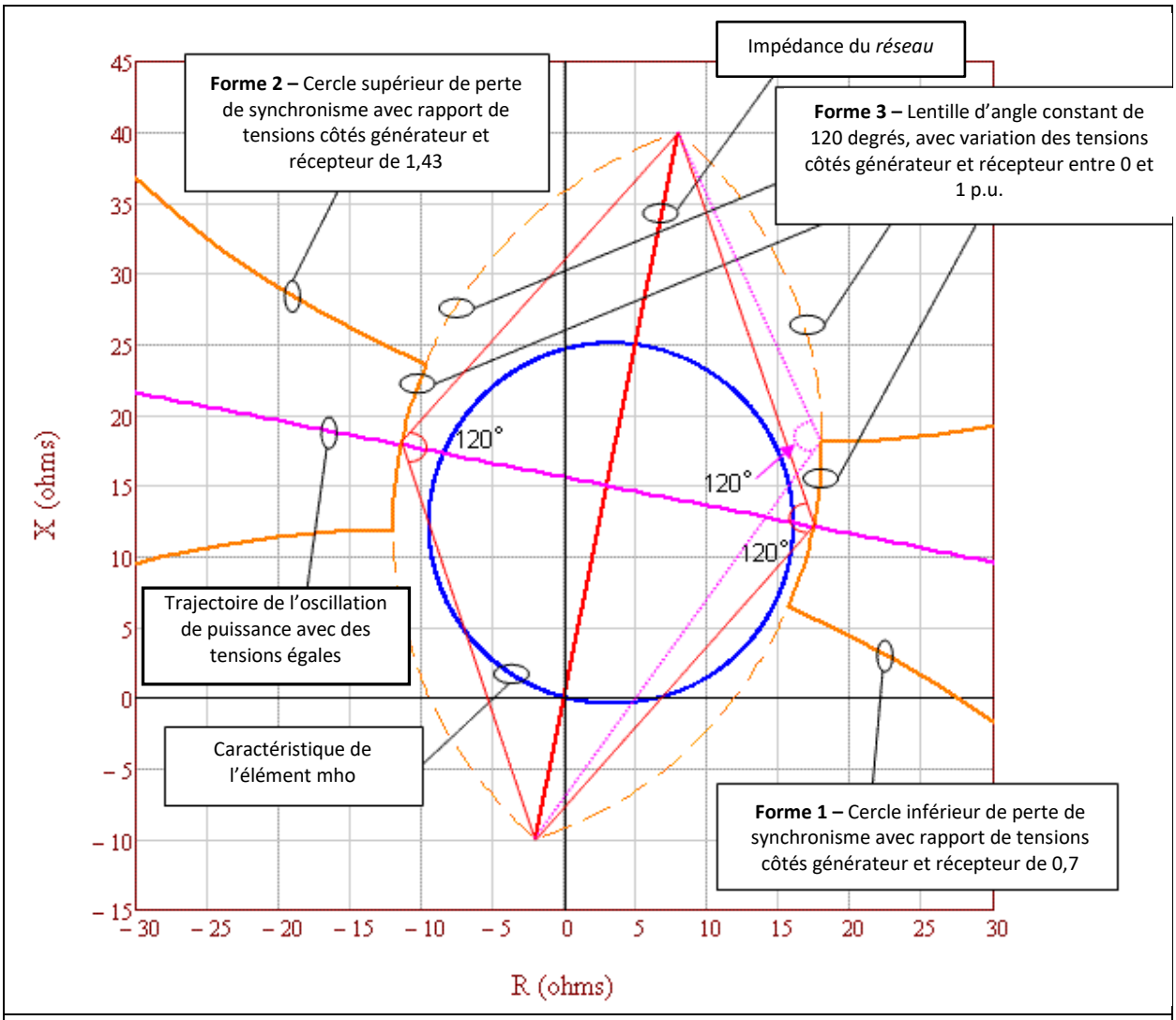


Figure 1 : Vue de détail de la région d'oscillation de puissance instable formée par l'union de trois courbes dans le plan d'impédance (R-X) : le cercle inférieur de perte de synchronisme (forme 1), le cercle supérieur de perte de synchronisme (forme 2) et la lentille (forme 3). La caractéristique de l'élément mho est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable (elle ne recoupe aucune portion de cette région), et satisfait ainsi à l'alinéa 1 du critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2.

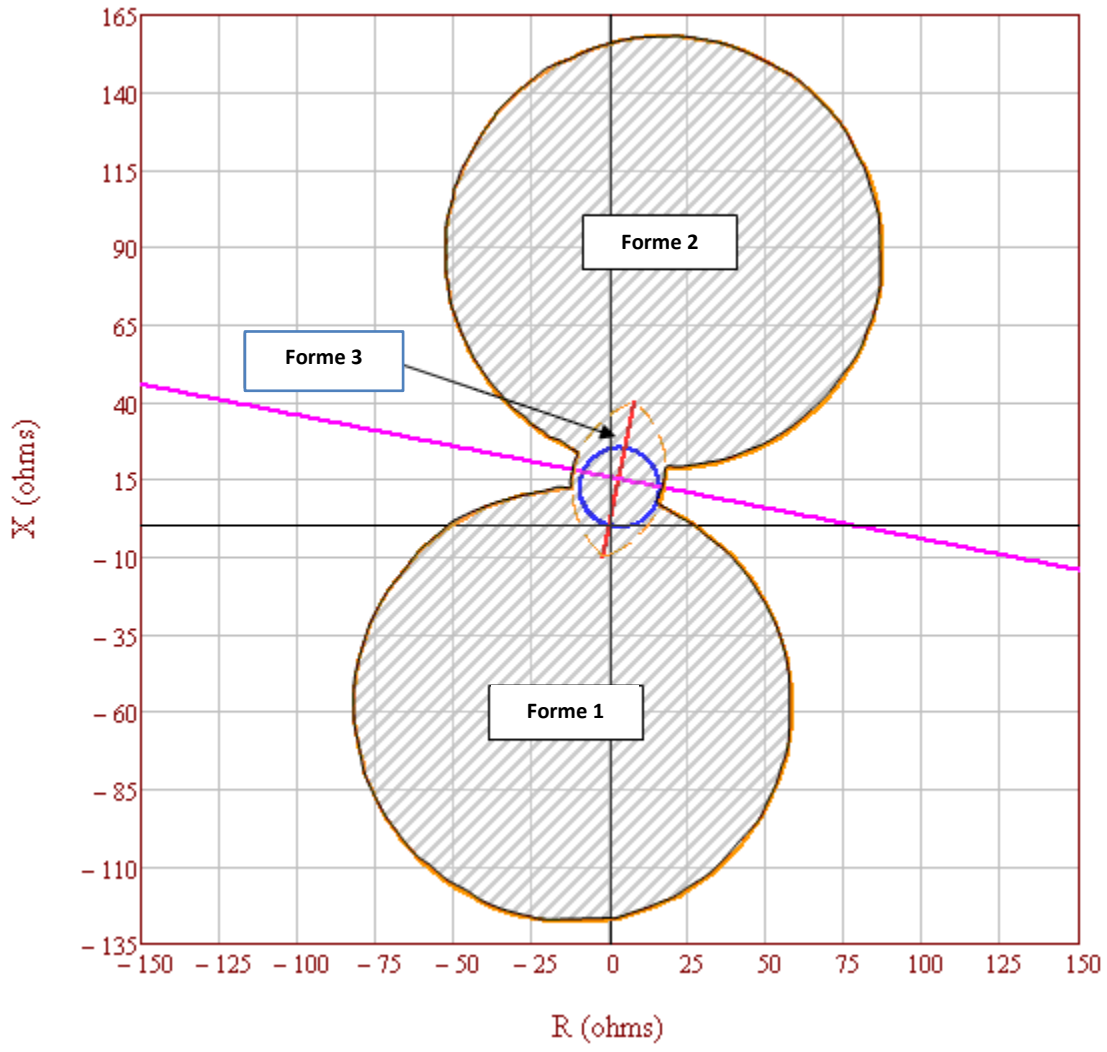


Figure 2 : Vue intégrale de la région d'oscillation de puissance instable formée par l'union de trois courbes dans le plan d'impédance (R-X) : le cercle inférieur de perte de synchronisme (forme 1), le cercle supérieur de perte de synchronisme (forme 2) et la lentille (forme 3). La caractéristique de l'élément mho est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable (elle ne recoupe aucune portion de cette région), et satisfait ainsi à l'alinéa 1 du critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2.

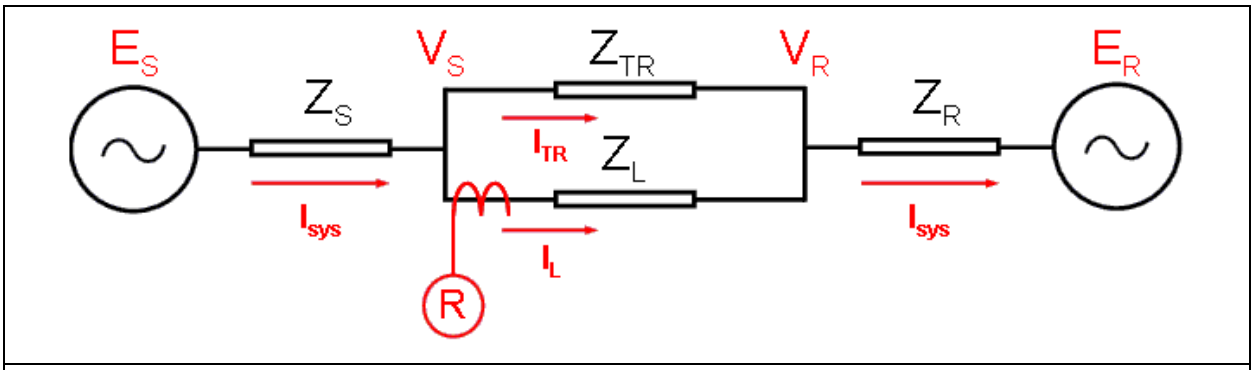


Figure 3 : Impédances du réseau vues par le relais R (les raccordements de tension ne sont pas illustrés).

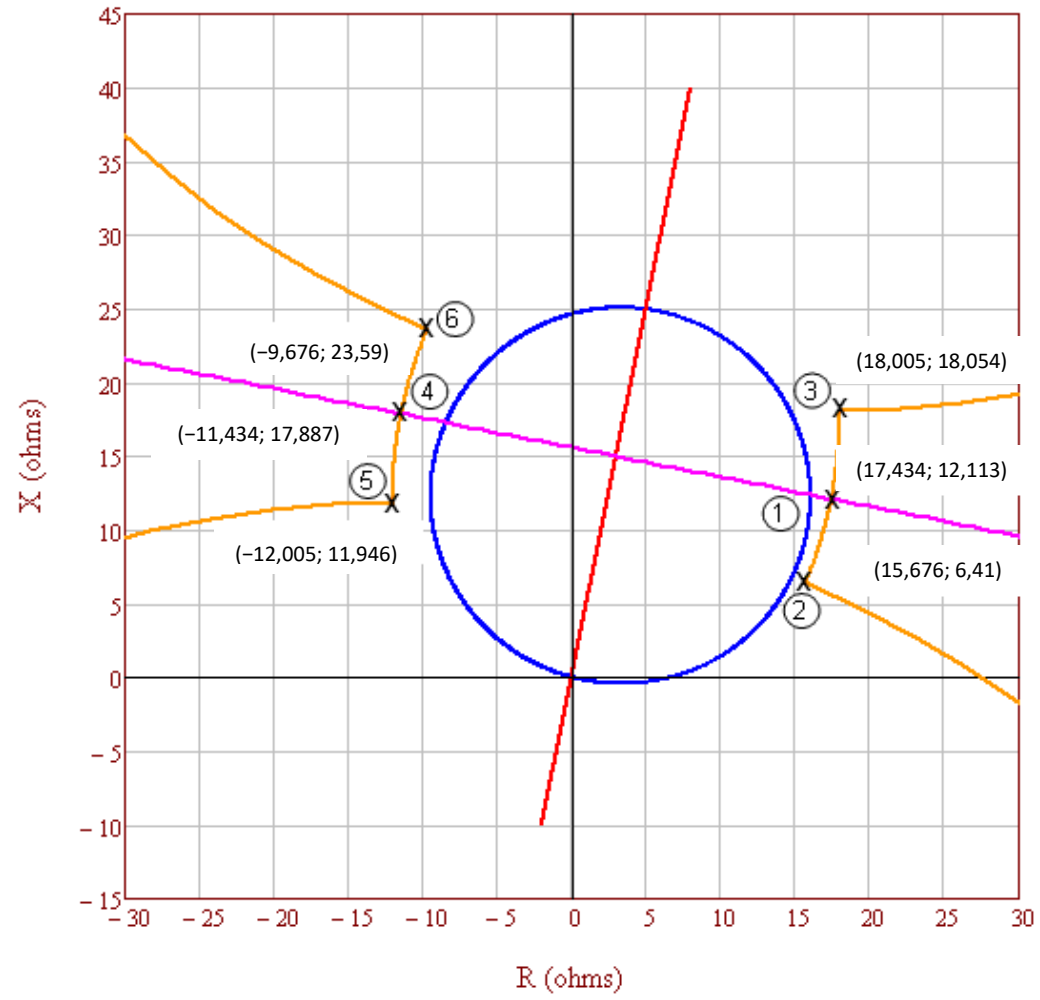


Figure 4 : Points qui définissent la région d'oscillation de puissance instable, et auxquels la lentille croise les cercles inférieur et supérieur de perte de synchronisme ainsi que l'oscillation de puissance associée à des tensions de source égales.

	Coordonnées du côté gauche		Coordonnées du côté droit	
Rapport de tensions E_S / E_R	**R**	**+ jX**	**R**	**+ jX**
0,7	−12,005	11,946	15,676	6,41
0,72	−12,004	12,047	15,852	6,836
0,74	−11,996	12,857	16,018	7,255
0,76	−11,982	13,298	16,175	7,667
0,78	−11,961	13,729	16,321	8,073
0,8	−11,935	14,151	16,459	8,472
0,82	−11,903	14,563	16,589	8,865
0,84	−11,867	14,966	16,71	9,251
0,86	−11,826	15,361	16,824	9,631
0,88	−11,78	15,746	16,93	10,004
0,9	−11,731	16,123	17,03	10,371
0,92	−11,678	16,492	17,123	10,732
0,94	−11,621	16,852	17,209	11,086
0,96	−11,562	17,205	17,29	11,435
0,98	−11,499	17,55	17,364	11,777
1	−11,434	17,887	17,434	12,113
1,0286	−11,336	18,356	17,524	12,584
1,0572	−11,234	18,81	17,604	13,043
1,0858	−11,127	19,251	17,675	13,09
1,1144	−11,017	19,677	17,738	13,926
1,143	−10,904	20,091	17,792	14,351
1,1716	−10,788	20,491	17,84	14,766
1,2002	−10,67	20,88	17,88	15,17
1,2288	−10,55	21,256	17,914	15,564
1,2574	−10,428	21,621	17,942	15,948
1,286	−10,304	21,975	17,964	16,322
1,3146	−10,18	22,319	17,981	16,687
1,3432	−10,054	22,652	17,993	17,043
1,3718	−9,928	22,976	18,001	17,39
1,4004	−9,801	23,29	18,005	17,728
1,429	−9,676	23,59	18,005	18,054

Figure 5 : Tableau complet de 31 calculs détaillés de points sur le périmètre de la lentille. Les rangées en couleur et en gras correspondent aux calculs détaillés des tableaux 2 à 7.

Tableau 2 : Exemple de calcul (point 1 sur la lentille)			
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le premier point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source égales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base). La tension côté générateur (E_S) est en avance de 120 degrés sur la tension côté récepteur (E_R). Voir les figures 3 et 4.			
Éq. (6)	$E_S = \frac{V_{LL}\angle 120°}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = \frac{230\ 000\angle 120°\ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = 132\ 791\angle 120°\ V$		
Éq. (7)	$E_R = \frac{V_{LL}\angle 0°}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = \frac{230\ 000\angle 0°\ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = 132\ \ 791\angle 0°\ V$		
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10\ \Omega$	$Z_L = 4 + j20\ \Omega$	$Z_R = 4 + j20\ \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10}\ \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (8)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{\left((4 + j20)\ \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega\right)}{\left((4 + j20)\ \Omega + (4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega\right)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20\ \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (9)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10)\ \Omega + (4 + j20)\ \Omega + (4 + j20)\ \Omega$		
	$Z_{sys} = 10 + j50\ \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (10)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132\ 791\angle 120°\ V - 132\ 791\angle 0°\ V}{(10 + j50\ )\Omega}$		
	$I_{sys} = 4\ 511\angle 71{,}3°\ A$		

Tableau 2 : Exemple de calcul (point 1 sur la lentille)	
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.	
Éq. (11)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 4\,511\angle 71{,}3°\ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega}{(4 + j20)\ \Omega + (4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega}$
	$I_L = 4\,511\angle 71{,}3°\ A$
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (12)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_{sys})$
	$V_S = 132\ \ 791\angle 120°\ V - [(2 + j10)\ \Omega \times 4\,511\angle 71{,}3°\ A]$
	$V_S = 95\,757\angle 106{,}1°\ V$
L'impédance vue par le relais au point Z_L.	
Éq. (13)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{95\,757\angle 106{,}1°\ V}{4\,511\angle 71{,}3°\ A}$
	$Z_{L-relais} = 17{,}434 + j12{,}113\ \Omega$

Tableau 3 : Exemple de calcul (point 2 sur la lentille)	
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le deuxième point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source inégales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base) ; la tension côté générateur (E_S) équivaut à 70 % de la tension côté récepteur (E_R) et est en avance de 120 degrés sur celle-ci. Voir les figures 3 et 4.	
Éq. (14)	$E_S = \frac{V_{LL}\angle 120°}{\sqrt{3}} \times 70\ \%$
	$E_S = \frac{230\,000\angle 120°\ V}{\sqrt{3}} \times 0{,}70$
	$E_S = 92\,953{,}7\angle 120°\ V$
Éq. (15)	$E_R = \frac{V_{LL}\angle 0°}{\sqrt{3}}$
	$E_R = \frac{230\,000\angle 0°\ V}{\sqrt{3}}$
	$E_R = 132\,791\angle 0°\ V$

Tableau 3 : Exemple de calcul (point 2 sur la lentille)			
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10\ \Omega$	$Z_L = 4 + j20\ \Omega$	$Z_R = 4 + j20\ \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10}\ \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (16)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{\left((4 + j20)\ \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega\right)}{\left((4 + j20)\ \Omega + (4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega\right)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20\ \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (17)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10)\ \Omega + (4 + j20)\ \Omega + (4 + j20)\ \Omega$		
	$Z_{sys} = 10 + j50\ \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (18)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{92\,953{,}7\angle 120°\ V - 132\,791\angle 0°\ V}{(10 + j50)\ \Omega}$		
	$I_{sys} = 3\,854\angle 77°\ A$		
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.			
Éq. (19)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$		
	$I_L = 3\,854\angle 77°\ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega}{(4 + j20)\ \Omega + (4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega}$		
	$I_L = 3\,854\angle 77°\ A$		
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.			
Éq. (20)	$V_S = E_S - \left(Z_S \times I_{sys}\right)$		
	$V_S = 92\,953\angle 120°\ V - [(2 + j10\ )\Omega \times 3\,854\angle 77°\ A]$		
	$V_S = 65\,271\angle 99°\ V$		

Tableau 3 : Exemple de calcul (point 2 sur la lentille)	
L'impédance vue par le relais sur Z_L.	
Éq. (21)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{65\ 271\angle 99°\ V}{3\ 854\angle 77°\ A}$
	$Z_{L-relais} = 15{,}676 + j6{,}41\ \Omega$

Tableau 4 : Exemple de calcul (point 3 sur la lentille)			
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le troisième point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source inégales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base) ; la tension côté récepteur (E_R) équivaut à 70 % de la tension côté générateur (E_S). La tension côté générateur est en avance de 120 degrés sur la tension côté récepteur. Voir les figures 3 et 4.			
Éq. (22)	$E_S = \frac{V_{LL}\angle 120°}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = \frac{230\ 000\angle 120°\ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = 132\ 791\angle 120°\ V$		
Éq. (23)	$E_R = \frac{V_{LL}\angle 0°}{\sqrt{3}} \times 70\ \%$		
	$E_R = \frac{230\ 000\angle 0°\ V}{\sqrt{3}} \times 0{,}70$		
	$E_R = 92\ 953{,}7\angle 0°\ V$		
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10\ \Omega$	$Z_L = 4 + j20\ \Omega$	$Z_R = 4 + j20\ \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10}\ \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (24)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{\left((4 + j20)\ \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega\right)}{\left((4 + j20)\ \Omega + (4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega\right)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20\ \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (25)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10)\ \Omega + (4 + j20)\ \Omega + (4 + j20)\ \Omega$		

Tableau 4 : Exemple de calcul (point 3 sur la lentille)	
	$Z_{sys} = 10 + j50\ \Omega$
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.	
Éq. (26)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$
	$I_{sys} = \frac{132\ 791\angle 120°\ V - 92\ 953{,}7\angle 0°\ V}{(10 + j50)\ \Omega}$
	$I_{sys} = 3\ 854\angle 65{,}5°\ A$
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.	
Éq. (27)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 3\ 854\angle 65{,}5°\ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega}{(4 + j20)\ \Omega + (4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega}$
	$I_L = 3\ 854\angle 65{,}5°\ A$
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (28)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_L)$
	$V_S = 132\ 791\angle 120°\ V - [(2 + j10)\ \Omega \times 3\ 854\angle 65{,}5°\ A]$
	$V_S = 98\ 265\angle 110{,}6°\ V$
L'impédance vue par le relais sur Z_L.	
Éq. (29)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{98\ 265\angle 110{,}6°\ V}{3\ 854\angle 65{,}5°\ A}$
	$Z_{L-relais} = 18{,}005 + j18{,}054\ \Omega$

Tableau 5 : Exemple de calcul (point 4 sur la lentille)	
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le quatrième point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source égales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base). La tension côté générateur (E_S) est en avance de 240 degrés sur la tension côté récepteur (E_R). Voir les figures 3 et 4.	
Éq. (30)	$E_S = \frac{V_{LL}\angle 240°}{\sqrt{3}}$
	$E_S = \frac{230\ 000\angle 240°\ V}{\sqrt{3}}$

Tableau 5 : Exemple de calcul (point 4 sur la lentille)			
	$E_S = 132\,791\angle 240°\ V$		
Éq. (31)	$E_R = \frac{V_{LL}\angle 0°}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = \frac{230\,000\angle 0°\ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = 132\,791\angle 0°\ V$		
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10\ \Omega$	$Z_L = 4 + j20\ \Omega$	$Z_R = 4 + j20\ \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10}\ \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (32)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{\left((4 + j20)\ \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega\right)}{\left((4 + j20)\ \Omega + (4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega\right)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20\ \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (33)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10)\ \Omega + (4 + j20)\ \Omega + (4 + j20)\ \Omega$		
	$Z_{sys} = 10 + j50\ \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (34)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132\,791\angle 240°\ V - 132\,791\angle 0°\ V}{(10 + j50\ )\Omega}$		
	$I_{sys} = 4\,511\angle 131{,}3°\ A$		
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.			
Éq. (35)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$		
	$I_L = 4\,511\angle 131{,}1°\ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega}{(4 + j20)\ \Omega + (4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega}$		
	$I_L = 4\,511\angle 131{,}1°\ A$		

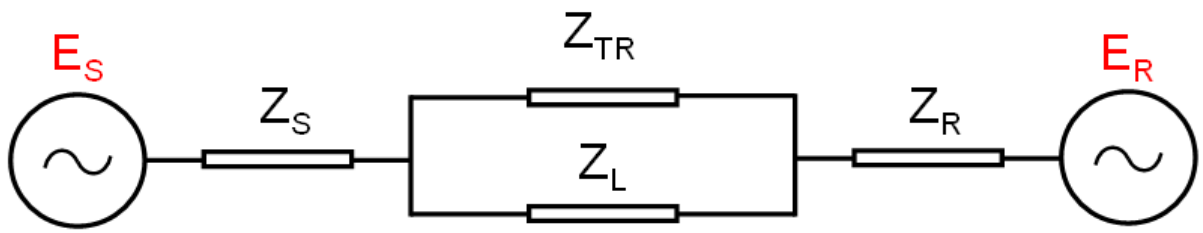
Tableau 5 : Exemple de calcul (point 4 sur la lentille)	
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (36)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_L)$
	$V_S = 132\,791\angle 240°\ V - [(2 + j10\ )\ \Omega \times 4\,511\angle 131{,}1°\ A]$
	$V_S = 95\,756\angle -106{,}1°\ V$
L'impédance vue par le relais sur Z_L.	
Éq. (37)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{95\,756\angle -106{,}1°\ V}{4\,511\angle 131{,}1°\ A}$
	$Z_{L-relais} = -11{,}434 + j17{,}887\ \Omega$

Tableau 6 : Exemple de calcul (point 5 sur la lentille)			
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le cinquième point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source inégales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base) ; la tension côté générateur (E_S) équivaut à 70 % de la tension côté récepteur (E_R) et est en avance de 240 degrés sur celle-ci. Voir les figures 3 et 4.			
Éq. (38)	$E_S = \frac{V_{LL}\angle 240°}{\sqrt{3}} \times 70\ \%$		
	$E_S = \frac{230\,000\angle 240°\ V}{\sqrt{3}} \times 0{,}70$		
	$E_S = 92\,953{,}7\angle 240°\ V$		
Éq. (39)	$E_R = \frac{V_{LL}\angle 0°}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = \frac{230\,000\angle 0°\ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = 132\,791\angle 0°\ V$		
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10\ \Omega$	$Z_L = 4 + j20\ \Omega$	$Z_R = 4 + j20\ \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10}\ \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (40)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		

Tableau 6 : Exemple de calcul (point 5 sur la lentille)	
	$Z_{total} = \frac{\left((4+j20)\ \Omega \times (4+j20) \times 10^{10}\ \Omega\right)}{\left((4+j20)\ \Omega + (4+j20) \times 10^{10}\ \Omega\right)}$
	$Z_{total} = 4 + j20\ \Omega$
Impédance totale du réseau.	
Éq. (41)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$
	$Z_{sys} = (2 + j10\ \Omega) + (4 + j20\ \Omega) + (4 + j20\ \Omega)$
	$Z_{sys} = 10 + j50\ \Omega$
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.	
Éq. (42)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$
	$I_{sys} = \frac{92\ 953{,}7\angle 240°\ V - 132\ 791\angle 0°\ V}{10 + j50\ \Omega}$
	$I_{sys} = 3\ 854\angle 125{,}5°\ A$
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.	
Éq. (43)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 3\ 854\angle 125{,}5°\ A \times \frac{(4+j20) \times 10^{10}\ \Omega}{(4+j20)\ \Omega + (4+j20) \times 10^{10}\ \Omega}$
	$I_L = 3\ 854\angle 125{,}5°\ A$
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (44)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_L)$
	$V_S = 92\ 953{,}7\angle 240°\ V - [(2 + j10\ )\ \Omega \times 3\ 854\angle 125{,}5°\ A]$
	$V_S = 65\ 270{,}5\angle -99{,}4°\ V$
L'impédance vue par le relais sur Z_L.	
Éq. (45)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{65\ 270{,}5\angle -99{,}4°\ V}{3\ 854\angle 125{,}5°\ A}$
	$Z_{L-relais} = -12{,}005 + j11{,}946\ \Omega$

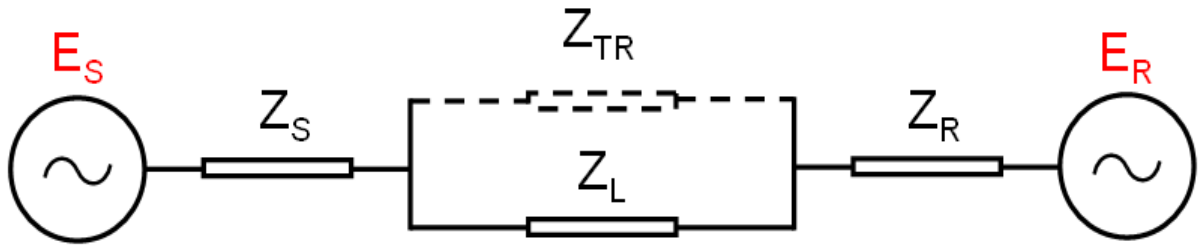
Tableau 7 : Exemple de calcul (point 6 sur la lentille)			
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le sixième point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source inégales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base) ; la tension côté récepteur (E_R) équivaut à 70 % de la tension côté générateur (E_S). La tension côté générateur est en avance de 240 degrés sur la tension côté récepteur. Voir les figures 3 et 4.			
Éq. (46)	$E_S = \frac{V_{LL}\angle 240°}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = \frac{230\,000\angle 240°\ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = 132\,791\angle 240°\ V$		
Éq. (47)	$E_R = \frac{V_{LL}\angle 0°}{\sqrt{3}} \times 70\ \%$		
	$E_R = \frac{230\,000\angle 0°\ V}{\sqrt{3}} \times 0{,}70$		
	$E_R = 92\,953{,}7\angle 0°\ V$		
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10\ \Omega$	$Z_L = 4 + j20\ \Omega$	$Z_R = 4 + j20\ \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10}\ \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (48)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{\left((4 + j20)\ \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega\right)}{\left((4 + j20)\ \Omega + (4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega\right)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20\ \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (49)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10)\ \Omega + (4 + j20)\ \Omega + (4 + j20)\ \Omega$		
	$Z_{sys} = 10 + j50\ \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (50)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132\,791\angle 240°\ V - 92\,953{,}7\angle 0°\ V}{10 + j50\ \Omega}$		
	$I_{sys} = 3\,854\angle 137{,}1°\ A$		
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.			
Éq. (51)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$		

Tableau 7 : Exemple de calcul (point 6 sur la lentille)	
	$I_L = 3\,854\angle 137{,}1°\ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega}{(4 + j20)\ \Omega + (4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega}$
	$I_L = 3\,854\angle 137{,}1°\ A$
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (52)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_L)$
	$V_S = 132\,791\angle 240°\ V - [(2 + j10\ )\ \Omega \times 3\,854\angle 137{,}1°\ A]$
	$V_S = 98\,265\angle -110{,}6°\ V$
L'impédance vue par le relais sur Z_L.	
Éq. (53)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{98\,265\angle -110{,}6°\ V}{3\,854\angle 137{,}1°\ A}$
	$Z_{L-relais} = -9{,}676 + j23{,}59\ \Omega$



$$Z_{Total} = Z_S + \frac{Z_L \cdot Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}} + Z_R$$

Figure 6 : Réseau réduit à deux jeux de barres, avec une impédance de source côté générateur Z_S, une impédance de source côté récepteur Z_R, une impédance de ligne Z_L et une impédance de transfert parallèle Z_{TR}.



$$Z_{sys} = Z_S + Z_L + Z_R$$

Figure 7 : Réseau réduit à deux jeux de barres, avec une impédance de source côté générateur Z_S, une impédance de source côté récepteur Z_R et une impédance de ligne Z_L ; l'impédance de transfert parallèle Z_{TR} est absente.

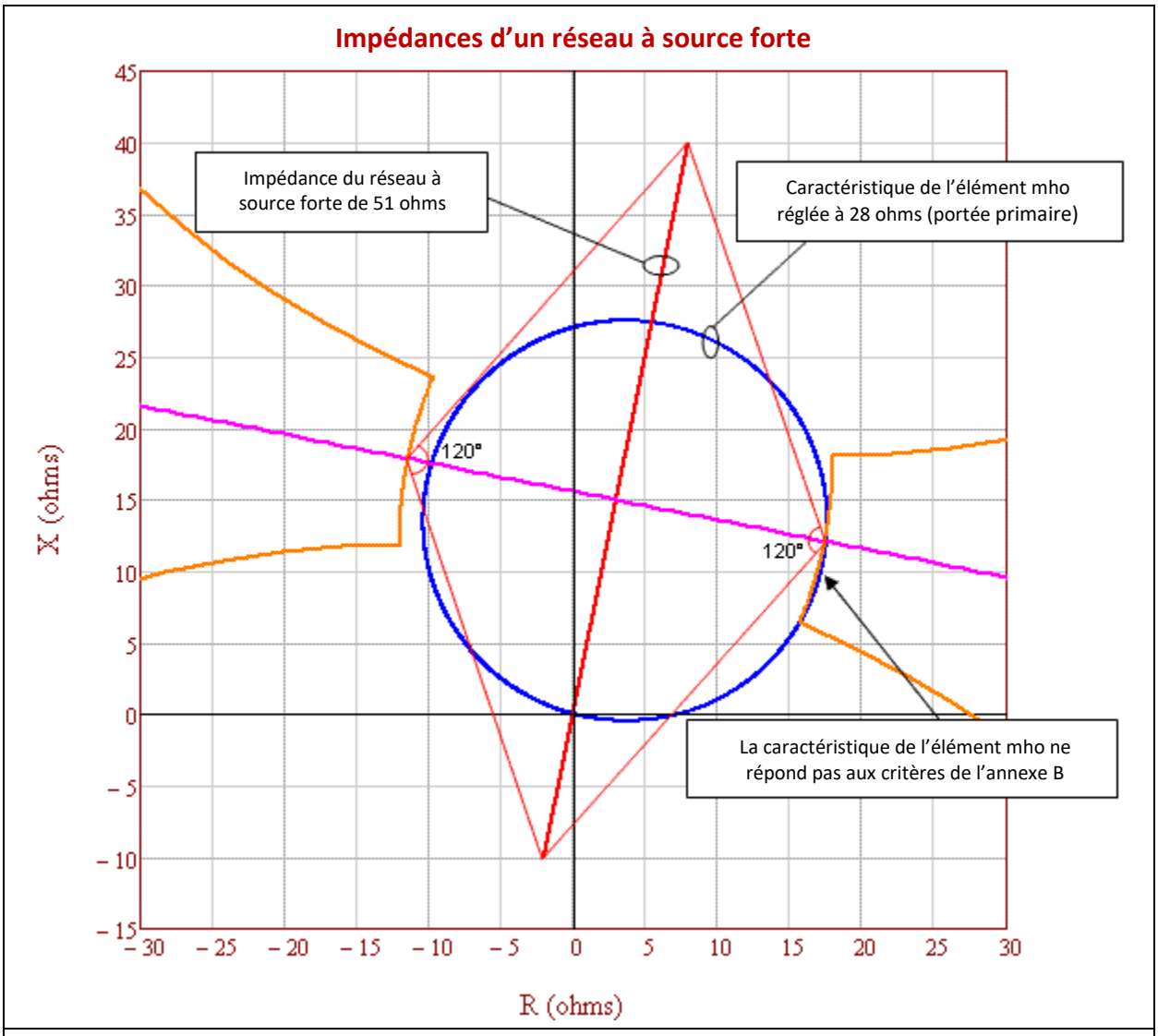


Figure 8 : Réseau à source forte avec impédance de ligne Z_L = 20,4 Ω (ligne rouge épaisse). La caractéristique de l'élément mho (cercle bleu) ne répond pas au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2, car elle n'est pas entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable (tracés orange).

La figure 8 ci-dessus représente un réseau fortement chargé, avec toute la production en service et tous les *éléments* de transport du *BES* en fonctionnement normal. La caractéristique de l'élément mho (réglée à 137 % de Z_L) déborde sur la région d'oscillation de puissance instable (tracés orange). Le choix du réseau dont la source est la plus forte est plus prudent, car la région d'oscillation de puissance instable est alors plus petite, donc plus proche de la caractéristique de l'élément mho. Cette figure illustre aussi l'effet d'un renforcement du réseau avec le temps ; on voit pourquoi une réévaluation est nécessaire si le relais n'a pas été évalué au cours des cinq dernières années civiles. La figure 9 ci-dessous décrit un relais qui répond au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2. La figure 8 décrit le même relais avec le même réglage cinq ans plus tard ; chaque source a été renforcée d'environ 10 %, et maintenant la même caractéristique d'élément mho ne répond plus au critère A.

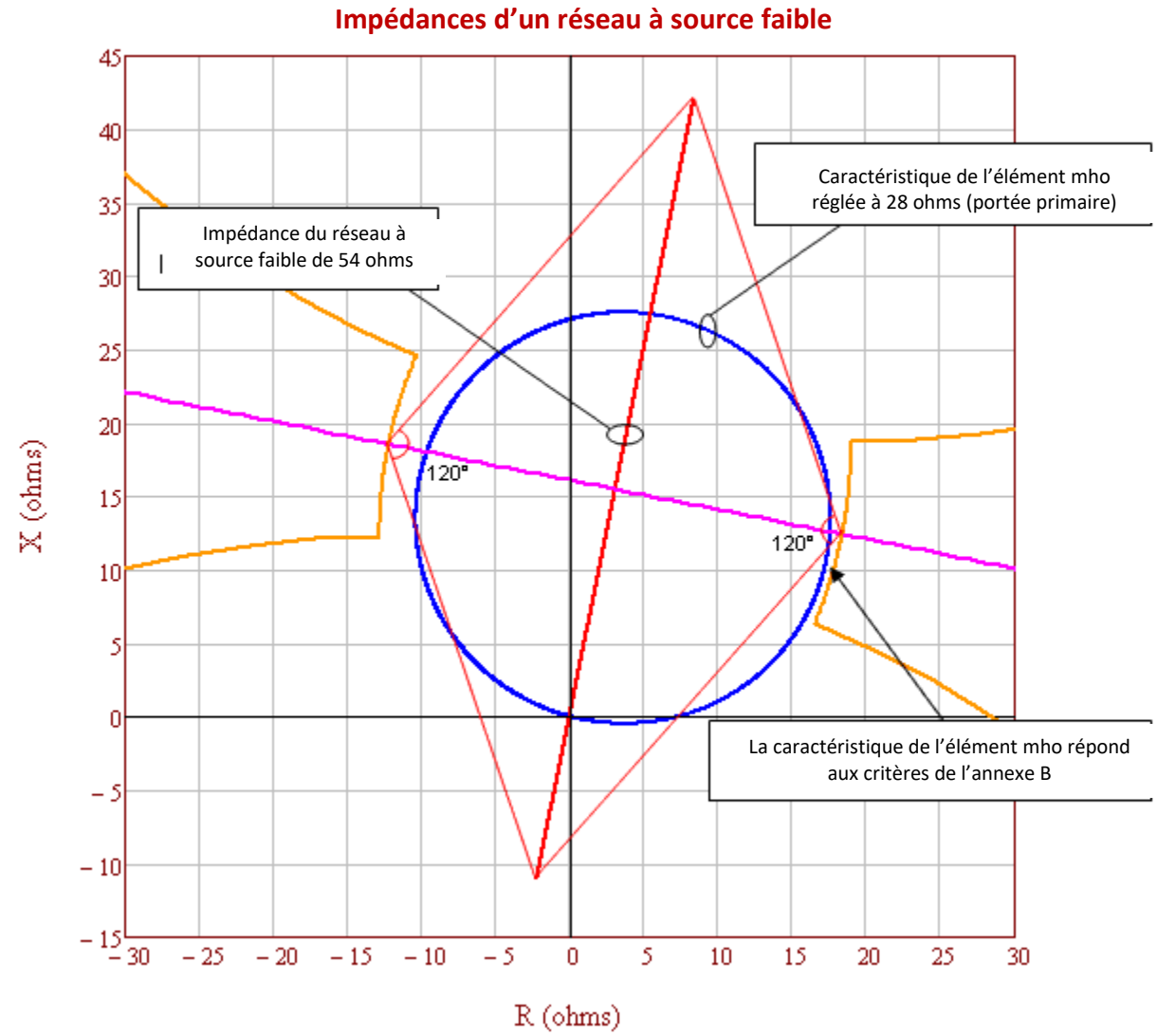


Figure 9 : Réseau à source faible avec impédance de ligne Z_L = 20,4 Ω (ligne rouge épaisse). La caractéristique de l'élément mho (cercle bleu) répond au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2, car elle est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable (tracés orange).

La figure 9 ci-dessus représente un réseau faiblement chargé, dont le profil de production est minimal. La caractéristique de l'élément mho (réglée à 137 % de Z_L) ne déborde pas sur la région d'oscillation de puissance instable (tracés orange). L'utilisation d'un réseau à source plus faible a pour effet d'agrandir la région d'oscillation de puissance instable et de l'éloigner ainsi de la caractéristique de l'élément mho.

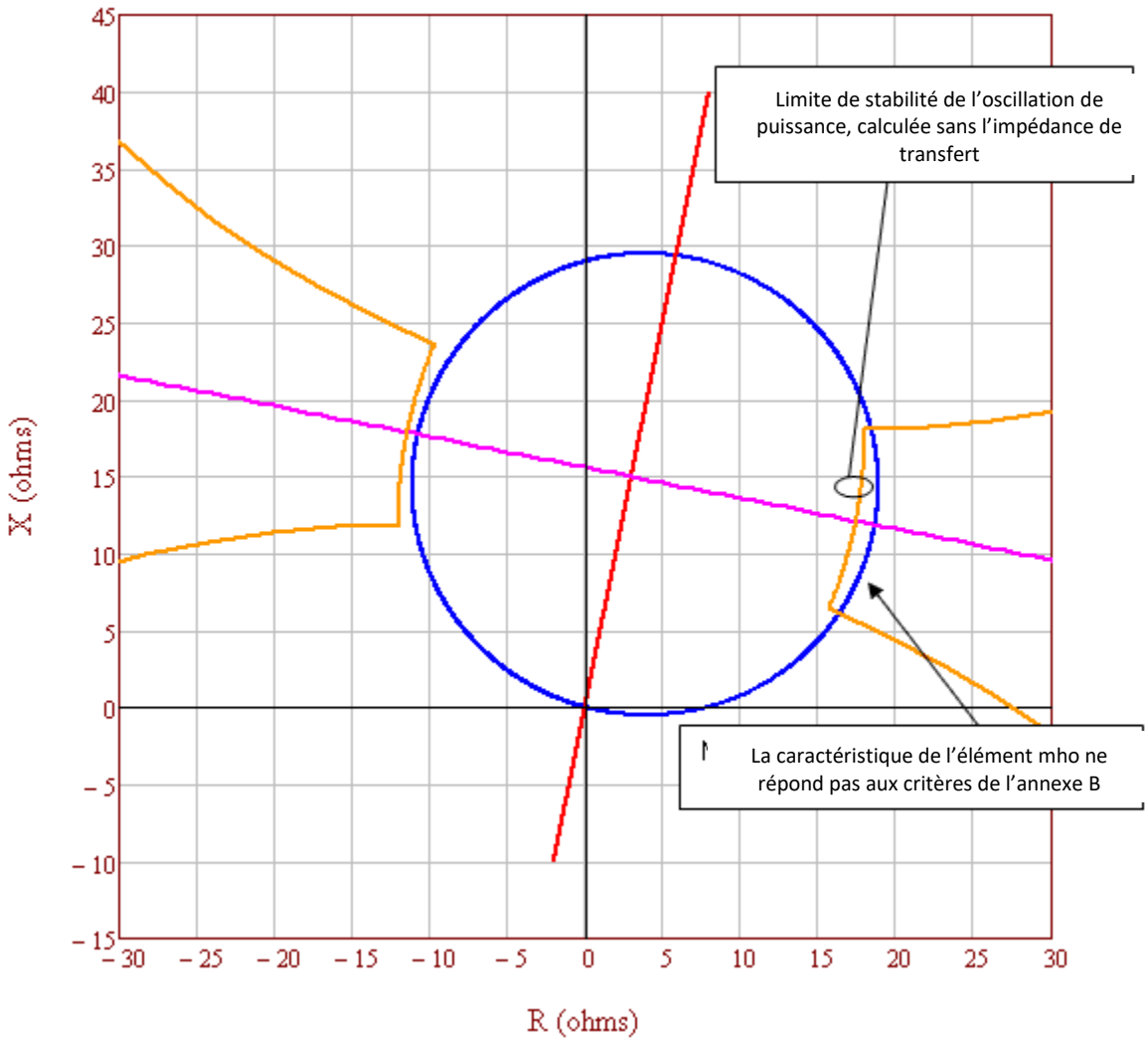


Figure 10 : Exemple de région d'oscillation de puissance instable (tracés orange) sans l'impédance de transfert parallèle. La caractéristique de l'élément mho du relais (cercle bleu) ne répond pas au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2, car elle n'est pas entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable.

Tableau 8 : Exemple de calcul (sans l'impédance de transfert parallèle)	
Calculs pour le point situé à 120 degrés avec des impédances de source égales. Le courant total du réseau est égal au courant de ligne. Voir la figure 10.	
Éq. (54)	$E_S = \frac{V_{LL}\angle 120°}{\sqrt{3}}$
	$E_S = \frac{230\ 000\angle 120°\ V}{\sqrt{3}}$
	$E_S = 132\ 791\angle 120°\ V$

Tableau 8 : Exemple de calcul (sans l'impédance de transfert parallèle)			
Éq. (55)	$E_R = \frac{V_{LL}\angle 0°}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = \frac{230\,000\angle 0°\ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = 132\,791\angle 0°\ V$		
Données d'impédance initiales.			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10\ \Omega$	$Z_L = 4 + j20\ \Omega$	$Z_R = 4 + j20\ \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10}\ \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (56)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{\left((4 + j20)\ \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega\right)}{\left((4 + j20)\ \Omega + (4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega\right)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20\ \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (57)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10)\ \Omega + (4 + j20)\ \Omega + (4 + j20)\ \Omega$		
	$Z_{sys} = 10 + j50\ \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (58)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132\,791\angle 120°\ V - 132\,791\angle 0°\ V}{10 + j50\ \Omega}$		
	$I_{sys} = 4\,511\angle 71{,}3°\ A$		
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.			
Éq. (59)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$		
	$I_L = 4\,511\angle 71{,}3°\ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega}{(4 + j20)\ \Omega + (4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega}$		
	$I_L = 4\,511\angle 71{,}3°\ A$		
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.			
Éq. (60)	$V_S = E_S - \left(Z_S \times I_{sys}\right)$		

Tableau 8 : Exemple de calcul (sans l'impédance de transfert parallèle)	
	$V_S = 132\,791\angle 120°\ V - [(2 + j10\ \Omega) \times 4\,511\angle 71{,}3°\ A]$
	$V_S = 95\,757\angle 106{,}1°\ V$
L'impédance vue par le relais au point Z_L.	
Éq. (61)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{95\,757\angle 106{,}1°\ V}{4\,511\angle 71{,}3°\ A}$
	$Z_{L-relais} = 17{,}434 + j12{,}113\ \Omega$

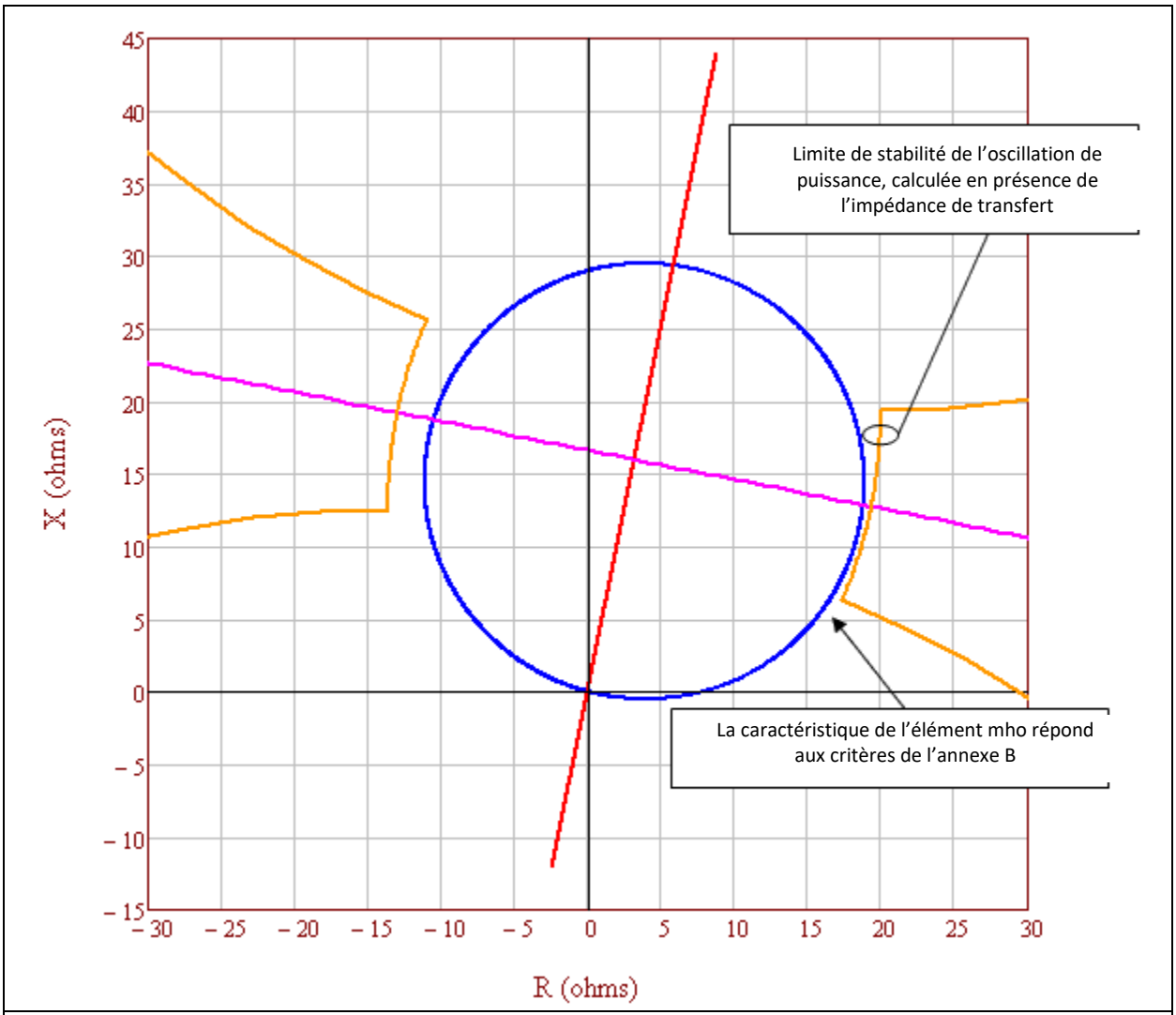


Figure 11 : Exemple d'une région d'oscillation de puissance instable (tracés orange) en présence de l'impédance de transfert parallèle ; la caractéristique de l'élément mho (cercle bleu) semble ainsi répondre au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2 puisqu'elle est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable. Toutefois, l'inclusion de l'impédance de transfert parallèle dans le calcul n'est pas autorisée selon le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2.

Dans la figure 11 ci-dessus, l'impédance de transfert parallèle est 5 fois supérieure à l'impédance de ligne. La région d'oscillation de puissance instable s'est agrandie au-delà de la caractéristique de l'élément mho en raison de l'effet d'alimentation causé par le courant qui circule dans l'impédance de transfert parallèle ; la caractéristique de l'élément mho semble ainsi répondre au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2. Toutefois, l'inclusion de l'impédance de transfert parallèle dans le calcul n'est pas autorisée selon le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2.

Tableau 9 : Exemple de calcul (avec l'impédance de transfert parallèle)			
Calculs pour le point situé à 120 degrés avec des impédances de source égales. Le courant total du réseau n'est pas égal au courant de ligne. Voir la figure 11.			
Éq. (62)	$E_S = \frac{V_{LL}\angle 120°}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = \frac{230\,000\angle 120°\ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = 132\,791\angle 120°\ V$		
Éq. (63)	$E_R = \frac{V_{LL}\angle 0°}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = \frac{230\,000\angle 0°\ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = 132\,791\angle 0°\ V$		
Données d'impédance initiales.			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10\ \Omega$	$Z_L = 4 + j20\ \Omega$	$Z_R = 4 + j20\ \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 5$		
	$Z_{TR} = (4 + j20)\ \Omega \times 5$		
	$Z_{TR} = 20 + j100\ \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (64)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{(4 + j20)\ \Omega \times (20 + j100)\ \Omega}{(4 + j20)\ \Omega + (20 + j100)\ \Omega}$		
	$Z_{total} = 3{,}333 + j16{,}667\ \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (65)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10)\ \Omega + (3{,}333 + j16{,}667)\ \Omega + (4 + j20)\ \Omega$		
	$Z_{sys} = 9{,}333 + j46{,}667\ \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (66)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132\,791\angle 120°\ V - 132\,791\angle 0°\ V}{9{,}333 + j46{,}667\ \Omega}$		
	$I_{sys} = 4\,833\angle 71{,}3°\ A$		

Tableau 9 : Exemple de calcul (avec l'impédance de transfert parallèle)	
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.	
Éq. (67)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 4\,833\angle 71{,}3°\ A \times \frac{(20 + j100)\ \Omega}{(4 + j20)\ \Omega + (20 + j100)\ \Omega}$
	$I_L = 4\,027{,}4\angle 71{,}3°\ A$
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (68)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_{sys})$
	$V_S = 132\,791\angle 120°\ V - [(2 + j10\ \Omega) \times 4\,833\angle 71{,}3°\ A]$
	$V_S = 93\,417\angle 104{,}7°\ V$
L'impédance vue par le relais au point Z_L.	
Éq. (69)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{93\,417\angle 104{,}7°\ V}{4\,027\angle 71{,}3°\ A}$
	$Z_{L-relais} = 19{,}366 + j12{,}767\ \Omega$

Tableau 10 : Variation de la taille de la lentille en fonction de l'impédance de transfert parallèle	
Ce tableau montre l'augmentation en pourcentage de la taille de la caractéristique lenticulaire pour Z_{TR}, en multiples de Z_L, en présence de l'impédance de transfert parallèle.	
Z_{TR} en multiples de Z_L	Accroissement de la taille de la lentille avec des tensions de source égales (à partir d'une source infinie)
Infini	Sans objet
1000	0,05 %
100	0,46 %
10	4,63 %
5	9,27 %
2	23,26 %
1	46,76 %
0,5	94,14 %
0,25	189,56 %

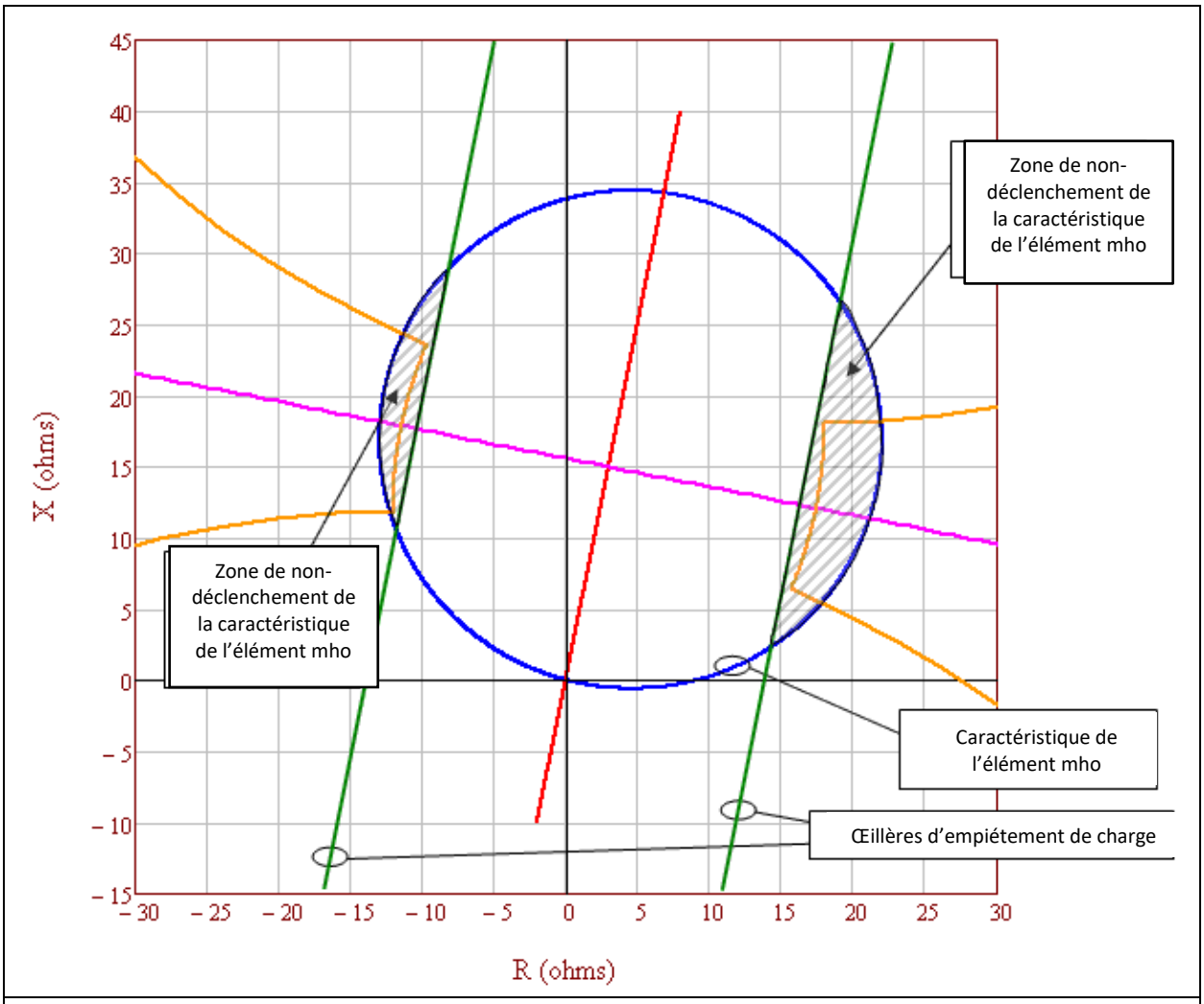


Figure 12 : La zone de déclenchement de la caractéristique de l'élément mho (cercle bleu) qui n'est pas bloquée par les œillères d'empiétement de charge (lignes vertes parallèles) est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable (tracés orange). La caractéristique de l'élément mho répond donc au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2.

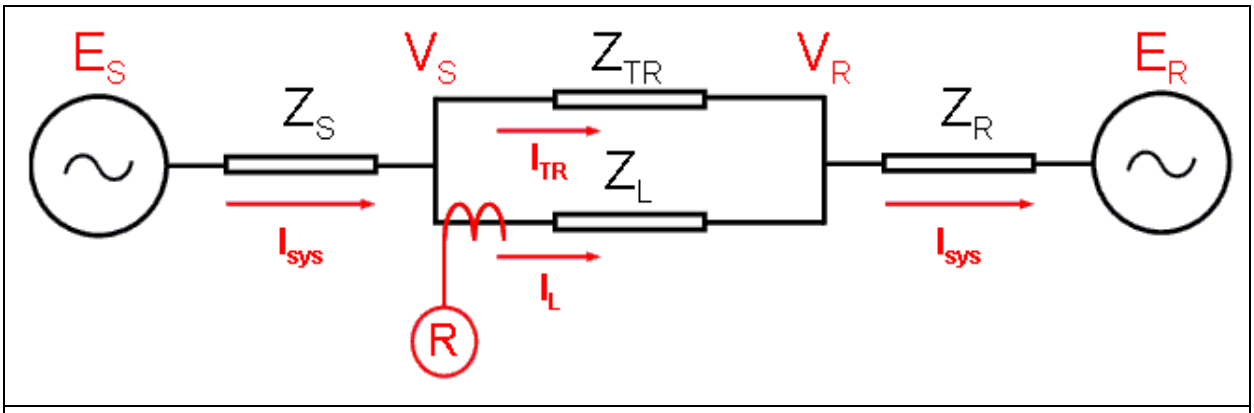


Figure 13 : Ce schéma d'effet couronne montre l'impédance en amont du relais R, en présence de l'impédance de transfert parallèle. Lorsque l'impédance de transfert parallèle est proche de l'infini, l'impédance vue par le relais R en sens direct devient équivalente à $Z_L + Z_R$.

Tableau 11 : Calculs (impédance apparente du réseau en sens direct)				
Les équations suivantes servent à calculer l'impédance apparente en remontant vers la tension de source E_R, telle que vue par le relais R. Équations d'effet couronne à partir de V_S jusqu'à la source E_R où $E_R = 0$. Voir la figure 13.				
Éq. (70)	$I_L = \frac{V_S - V_R}{Z_L}$			
Éq. (71)	$I_{sys} = \frac{V_R - E_R}{Z_R}$			
Éq. (72)	$I_{sys} = I_L + I_{TR}$			
Éq. (73)	$I_{sys} = \frac{V_R}{Z_R}$	Puisque $E_R = 0$	Après remaniement :	$V_R = I_{sys} \times Z_R$
Éq. (74)	$I_L = \frac{V_S - I_{sys} \times Z_R}{Z_L}$			
Éq. (75)	$I_L = \frac{V_S - [(I_L + I_{TR}) \times Z_R]}{Z_L}$			
Éq. (76)	$V_S = (I_L \times Z_L) + (I_L \times Z_R) + (I_{TR} \times Z_R)$			
Éq. (77)	$Z_{relais} = \frac{V_S}{I_L} = Z_L + Z_R + \frac{I_{TR} \times Z_R}{I_L} = Z_L + Z_R \times \left(1 + \frac{I_{TR}}{I_L}\right)$			
Éq. (78)	$I_{TR} = I_{sys} \times \frac{Z_L}{Z_L + Z_{TR}}$			
Éq. (79)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$			
Éq. (80)	$\frac{I_{TR}}{I_L} = \frac{Z_L}{Z_{TR}}$			

Tableau 11 : Calculs (impédance apparente du réseau en sens direct)	
Les équations d'effet couronne montrent l'impédance en amont du relais R (figure 13), en présence de l'impédance de transfert parallèle. Lorsque l'impédance de transfert parallèle est proche de l'infini, l'impédance vue par le relais R en sens direct devient équivalente à $Z_L + Z_R$.	
Éq. (81)	$Z_{relais} = Z_L + Z_R \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)$

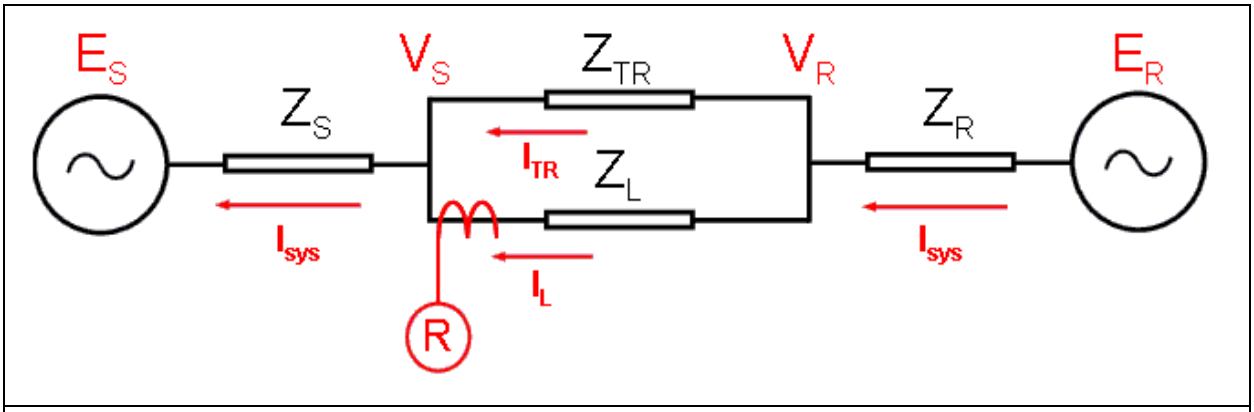


Figure 14 : Ce schéma d'effet couronne montre l'impédance en aval du relais R, en présence de l'impédance de transfert parallèle. Lorsque l'impédance de transfert parallèle est proche de l'infini, l'impédance vue par le relais R en sens inverse devient équivalente à Z_S.

Tableau 12 : Calculs (impédance apparente du réseau en sens inverse)				
Les équations suivantes servent à calculer l'impédance apparente en remontant vers la tension de source E_S telle que vue par le relais R. Équations d'effet couronne à partir de V_R jusqu'à la source E_S où $E_S = 0$. Voir la figure 14.				
Éq. (82)	$I_L = \frac{V_R - V_S}{Z_L}$			
Éq. (83)	$I_{sys} = \frac{V_S - E_S}{Z_S}$			
Éq. (84)	$I_{sys} = I_L + I_{TR}$			
Éq. (85)	$I_{sys} = \frac{V_S}{Z_S}$	Puisque $E_s = 0$	Après remaniement :	$V_S = I_{sys} \times Z_S$
Éq. (86)	$I_L = \frac{V_R - I_{sys} \times Z_S}{Z_L}$			
Éq. (87)	$I_L = \frac{V_R - [(I_L + I_{TR}) \times Z_S]}{Z_L}$			
Éq. (88)	$V_R = (I_L \times Z_L) + (I_L \times Z_S) + (I_{TR} \times Z_{RS})$			
Éq. (89)	$Z_{relais} = \frac{V_R}{I_L} = Z_L + Z_S + \frac{I_{TR} \times Z_S}{I_L} = Z_L + Z_S \times \left(1 + \frac{I_{TR}}{I_L}\right)$			

Tableau 12 : Calculs (impédance apparente du réseau en sens inverse)		
Éq. (90)	$I_{TR} = I_{sys} \times \frac{Z_L}{Z_L + Z_{TR}}$	
Éq. (91)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$	
Éq. (92)	$\frac{I_{TR}}{I_L} = \frac{Z_L}{Z_{TR}}$	
Les équations d'effet couronne montrent l'impédance en aval du relais R (figure 14), en présence de l'impédance de transfert parallèle. Lorsque l'impédance de transfert parallèle est proche de l'infini, l'impédance vue par le relais R en sens inverse devient équivalente à Z_S.		
Éq. (93)	$Z_{relais} = Z_L + Z_S \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)$	Impédance vue par le relais R du côté récepteur de la ligne.
Éq. (94)	$Z_{relais} = Z_S \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)$	Soustraire Z_L pour obtenir l'impédance vue par le relais R du côté générateur de la ligne.

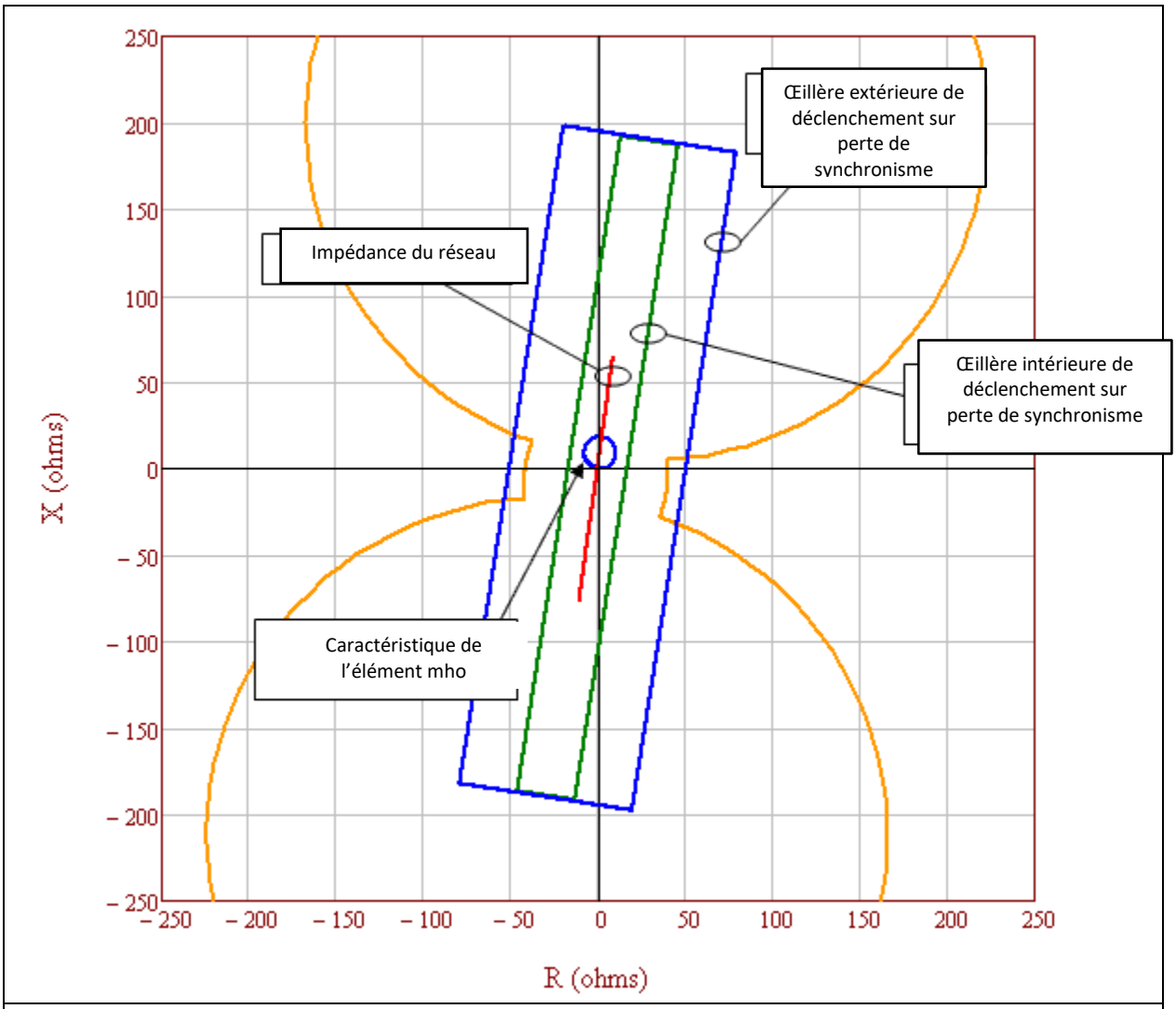


Figure 15 : Les œillères intérieures (lignes vertes parallèles) de déclenchement sur perte de synchronisme (OST) répondent au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2, car le déclenchement est amorcé lors de l'entrée ou de la sortie. Comme les œillères intérieures sont entièrement circonscrites par la région d'oscillation de puissance instable (tracés orange), elles répondent au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2.

Tableau 13 : Exemple de calculs (rapports de tensions)			
Ces calculs sont basés sur les caractéristiques de perte de synchronisme pour les cas N < 1 et N > 1 décrits dans la publication *Application of Out-of-Step Blocking and Tripping Relays*, GER-3180, p. 12, figure 3[17]. L'illustration de GE indique les formules permettant de calculer le rayon et le centre des cercles aux deux extrémités de la lentille.			
Équations de rapport de tensions, équation d'impédance de source avec application des formules d'effet couronne et équations de cercle.			
Initialement :	$E_S = 0{,}7$	$E_R = 1{,}0$	
Éq. (95)	$N = \frac{\lvert E_S \rvert}{\lvert E_R \rvert} = \frac{0{,}7}{1{,}0} = 0{,}7$		
Impédance totale du réseau vue par le relais avec application des formules d'alimentation.			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10\ \Omega$	$Z_L = 4 + j20\ \Omega$	$Z_R = 4 + j20\ \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10}\ \Omega$		
	$Z_{TR} = (4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega$		
Éq. (96)	$Z_{sys} = Z_S \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right) + \left[Z_L + Z_R \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)\right]$		
	$Z_{sys} = 10 + j50\ \Omega$		
Calcul des coordonnées du centre du cercle inférieur de perte de synchronisme.			
Éq. (97)	$Z_{C1} = -\left[Z_S \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)\right] - \left[\frac{N^2 \times Z_{sys}}{1 - N^2}\right]$		
	$Z_{C1} = -\left[(2 + j10)\ \Omega \times \left(1 + \frac{(4 + j20)\ \Omega}{(4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega}\right)\right] - \left[\frac{0{,}7^2 \times (10 + j50)\ \Omega}{1 - 0{,}7^2}\right]$		
	$Z_{C1} = -11{,}608 - j58{,}039\ \Omega$		
Calcul du rayon du cercle inférieur de perte de synchronisme.			
Éq. (98)	$r_a = \left\lvert \frac{N \times Z_{sys}}{1 - N^2} \right\rvert$		
	$r_a = \left\lvert \frac{0{,}7 \times (10 + j50)\ \Omega}{1 - 0{,}7^2} \right\rvert$		
	$r_a = 69{,}987\ \Omega$		
Calcul des coordonnées du centre du cercle supérieur de perte de synchronisme.			
Initialement :	$E_S = 1{,}0$	$E_R = 0{,}7$	
Éq. (99)	$N = \frac{\lvert E_S \rvert}{\lvert E_R \rvert} = \frac{1{,}0}{0{,}7} = 1{,}43$		

17. http://store.gedigitalenergy.com/faq/Documents/Alps/GER-3180.pdf

Tableau 13 : Exemple de calculs (rapports de tensions)	
Éq. (100)	$Z_{C2} = Z_L + \left[Z_R \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)\right] + \left[\frac{Z_{sys}}{N^2 - 1}\right]$
	$Z_{C2} = 4 + j20\ \Omega + \left[(4 + j20)\ \Omega \times \left(1 + \frac{(4 + j20)\ \Omega}{(4 + j20) \times 10^{10}\ \Omega}\right)\right] + \left[\frac{(10 + j50)\ \Omega}{1{,}43^2 - 1}\right]$
	$Z_{C2} = 17{,}608 + j88{,}039\ \Omega$
Calcul du rayon du cercle supérieur de perte de synchronisme.	
Éq. (101)	$r_b = \left\lvert\frac{N \times Z_{sys}}{N^2 - 1}\right\rvert$
	$r_b = \left\lvert\frac{1{,}43 \times (10 + j50)\ \Omega}{1{,}43^2 - 1}\right\rvert$
	$r_b = 69{,}987\ \Omega$

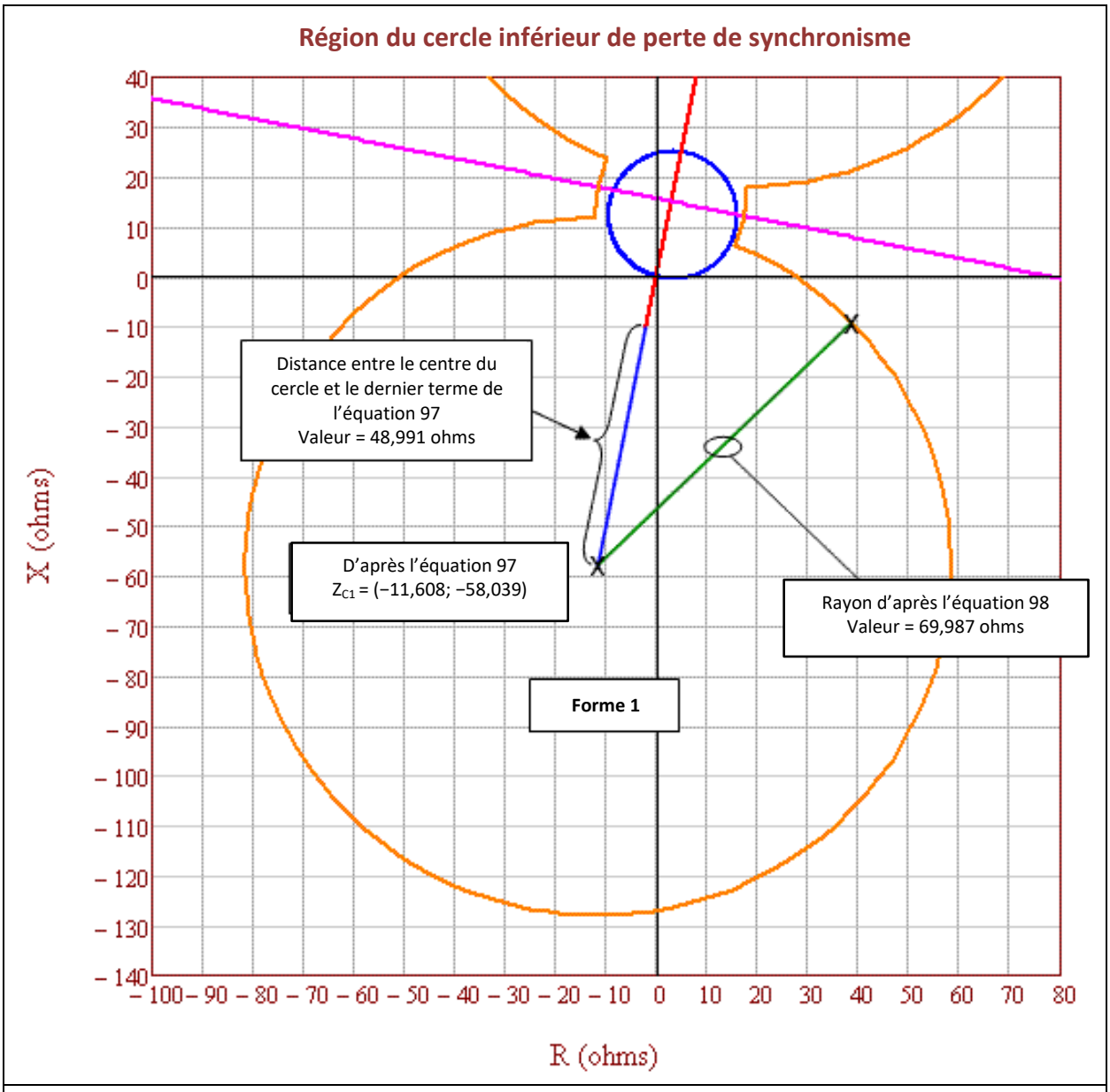


Figure 15a : Région du cercle inférieur de perte de synchronisme avec indication des coordonnées du centre et du rayon du cercle.

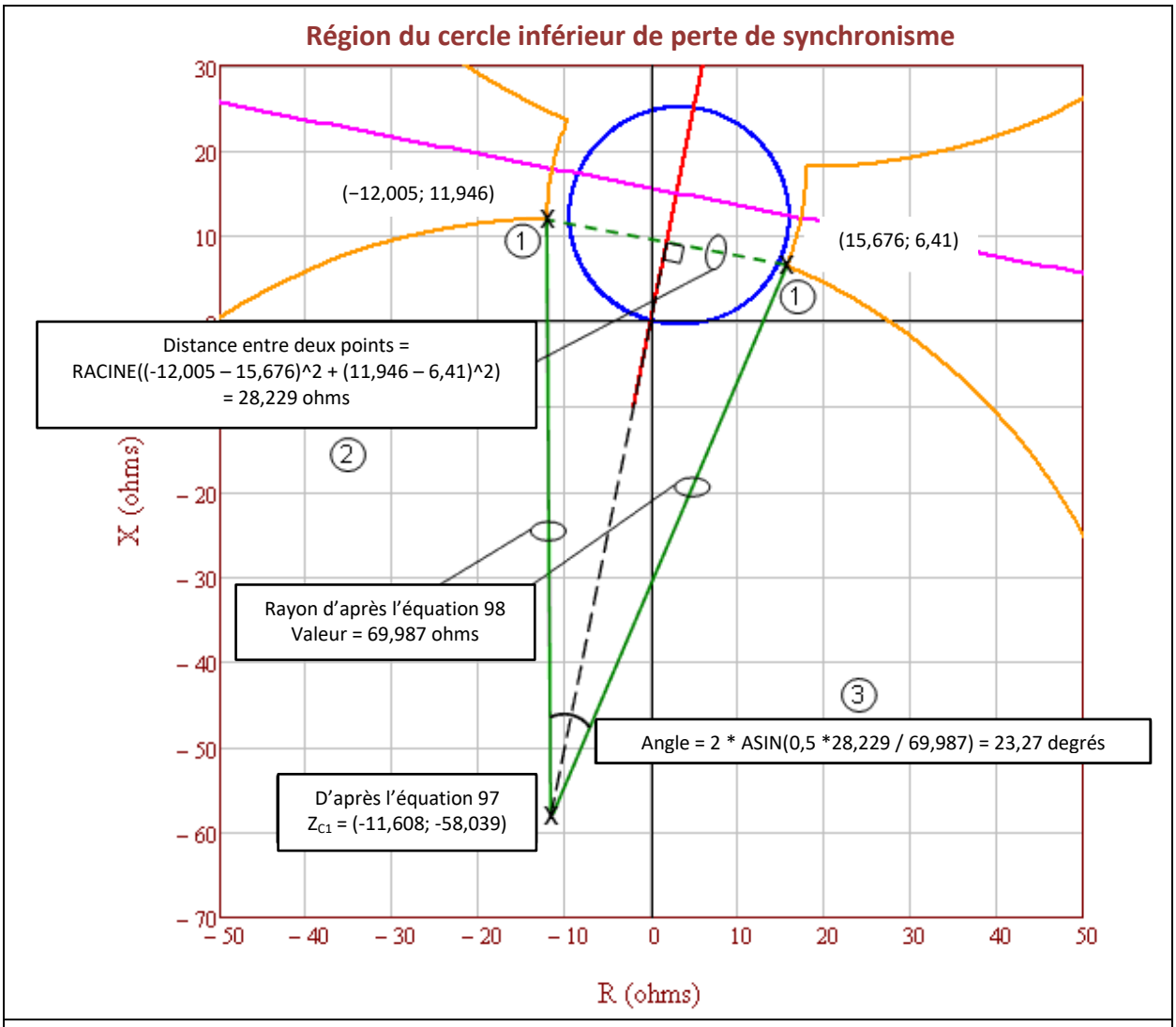


Figure 15b : Région du cercle inférieur de perte de synchronisme avec indication des trois premières étapes du calcul des coordonnées des points sur le cercle. 1) Repérer les points du cercle inférieur de perte de synchronisme qui coupent la lentille aux endroits où le rapport des tensions côté générateur et côté récepteur est de 0,7 (voir les calculs des tableaux 2 à 7). 2) Calculer la distance entre les deux points sur le cercle inférieur repérés à l'étape 1. 3) Calculer l'angle de l'arc qui relie les deux points sur le cercle inférieur repérés à l'étape 1.

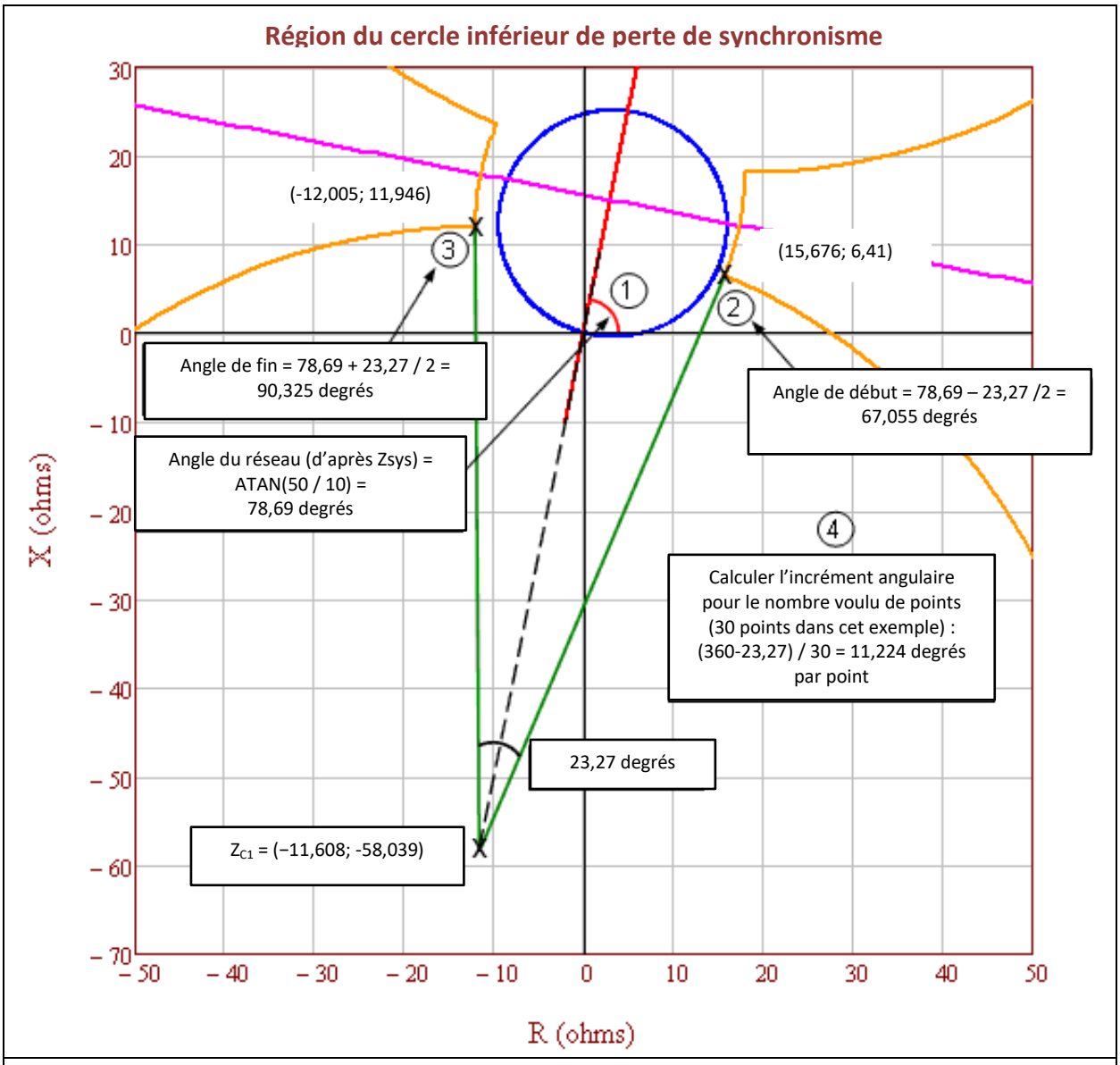


Figure 15c : Région du cercle inférieur de perte de synchronisme avec indication des étapes du calcul de l'angle de début, de l'angle de fin et de l'incrément angulaire pour le nombre voulu de points calculés. 1) Calculer l'angle du réseau. 2) Calculer l'angle de début. 3) Calculer l'angle de fin. 4) Calculer l'incrément angulaire pour le nombre voulu de points calculés.

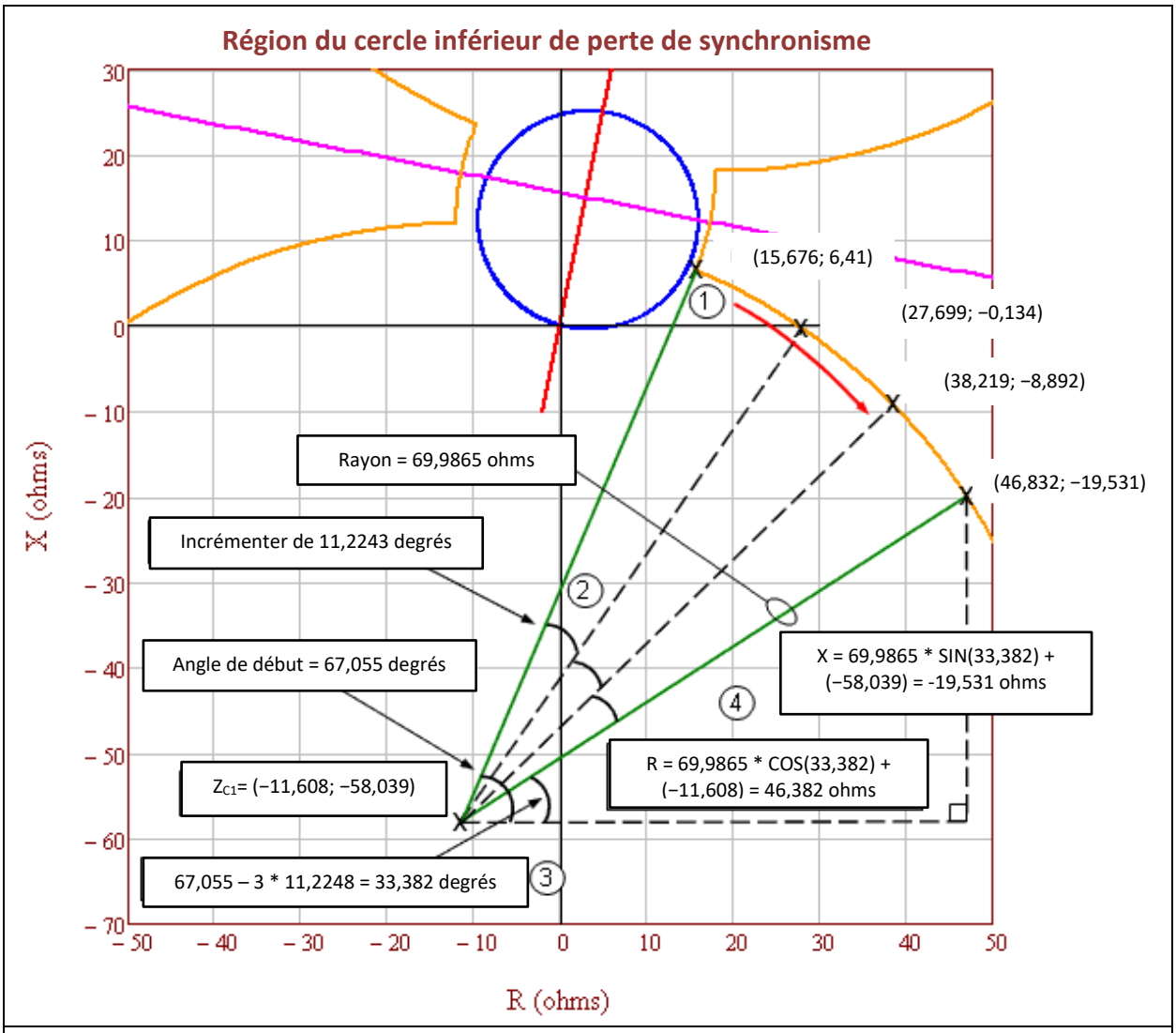


Figure 15d : Région du cercle inférieur de perte de synchronisme avec indication des dernières étapes du calcul des coordonnées des points sur le cercle. 1) Commencer à l'intersection avec la lentille, puis poursuivre en sens horaire. 2) Incrémenter l'angle pour chaque point. 3) Calculer le nouvel angle après chaque déplacement. 4) Calculer les coordonnées R-X.

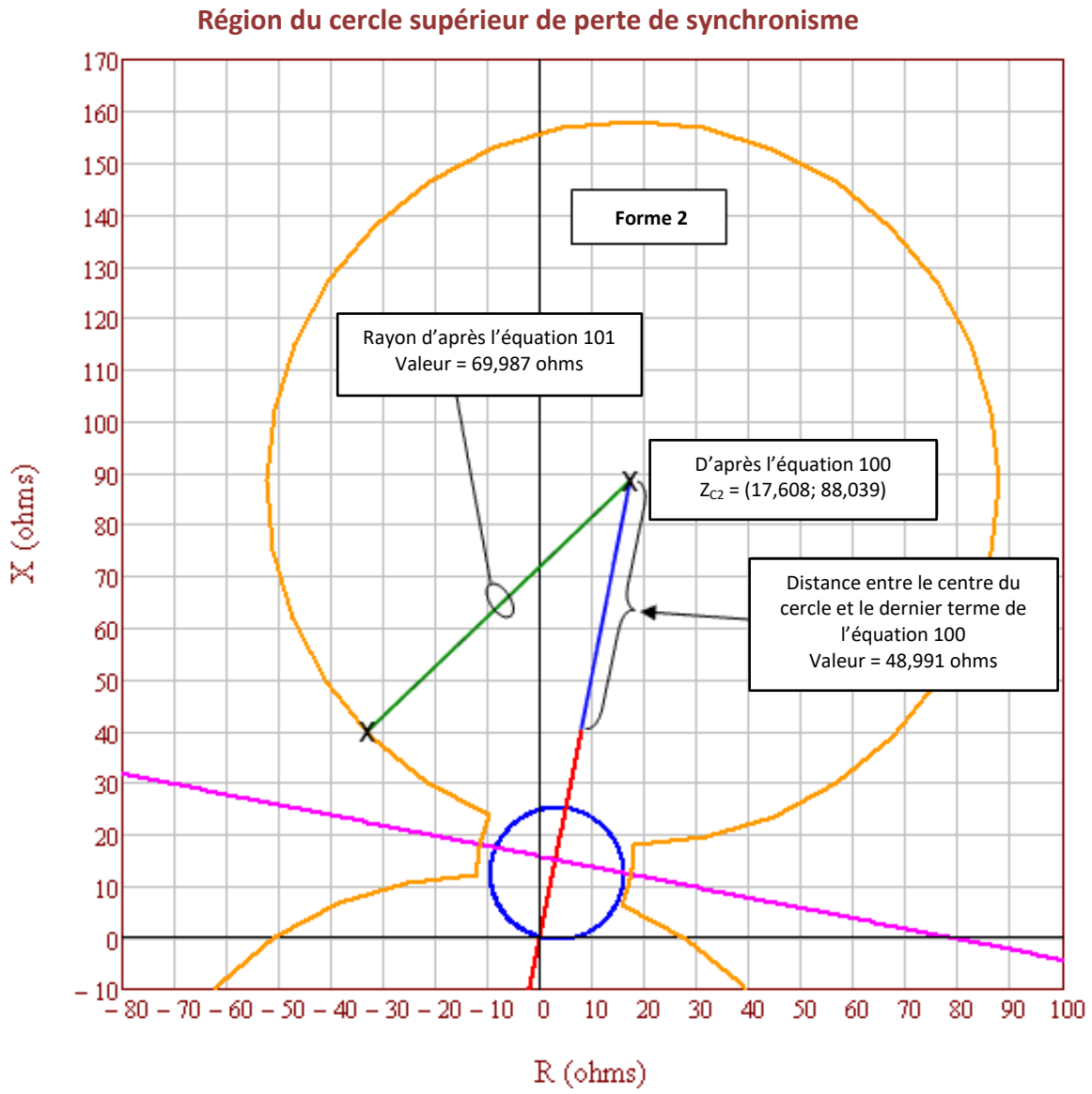


Figure 15e : Région du cercle supérieur de perte de synchronisme avec indication des coordonnées du centre et du rayon du cercle.

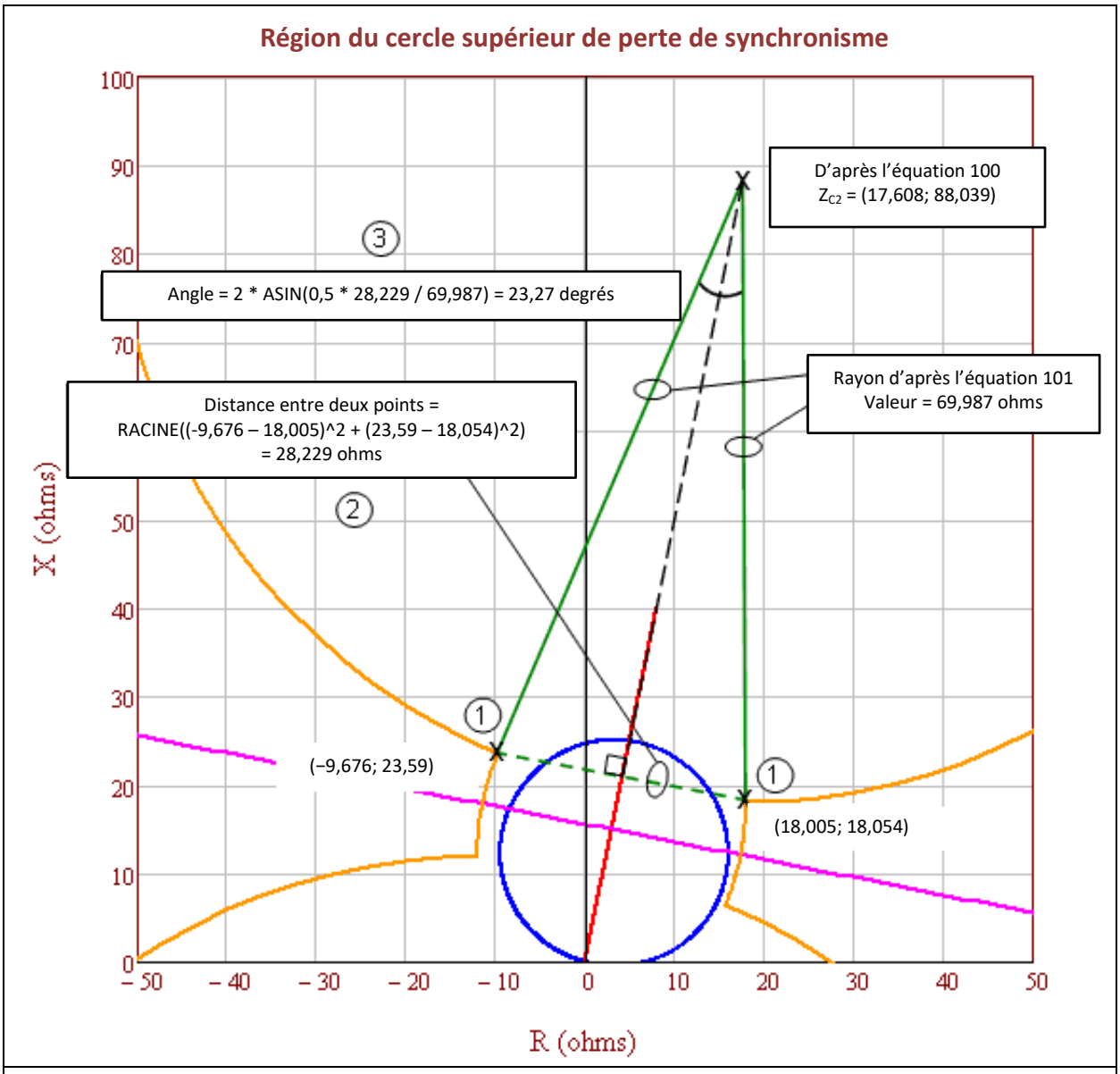


Figure 15f : Région du cercle supérieur de perte de synchronisme avec indication des trois premières étapes du calcul des coordonnées des points sur le cercle. 1) Repérer les points du cercle supérieur de perte de synchronisme qui coupent la lentille aux endroits où le rapport des tensions côté générateur et côté récepteur est de 1,43 (voir les calculs des tableaux 2 à 7). 2) Calculer la distance entre les deux points sur le cercle supérieur repérés à l'étape 1. 3) Calculer l'angle de l'arc qui relie les deux points sur le cercle supérieur repérés à l'étape 1.

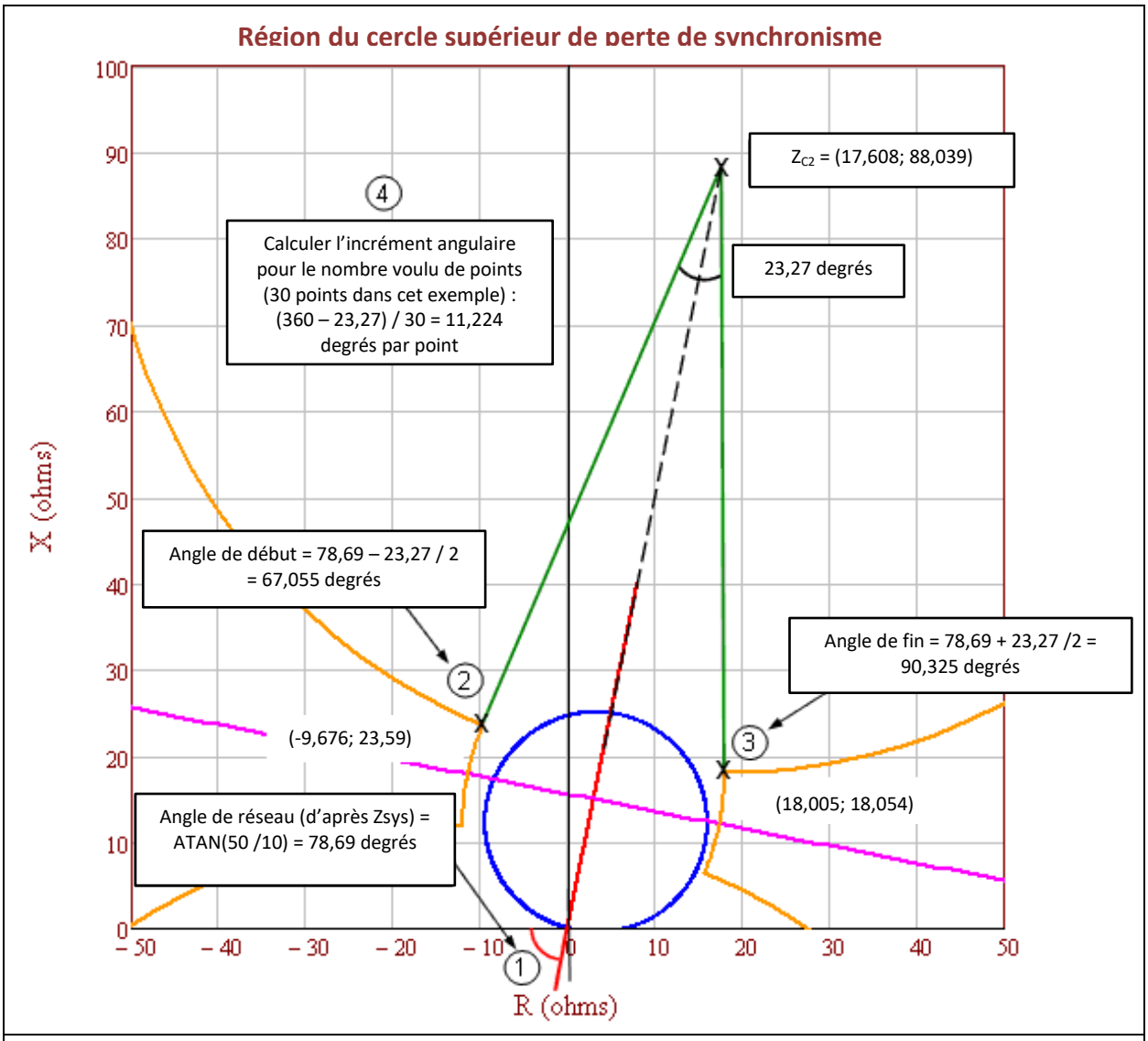


Figure 15g : Région du cercle supérieur de perte de synchronisme avec indication des étapes du calcul de l'angle de début, de l'angle de fin et de l'incrément angulaire pour le nombre voulu de points calculés. 1) Calculer l'angle du réseau. 2) Calculer l'angle de début. 3) Calculer l'angle de fin. 4) Calculer l'incrément angulaire pour le nombre voulu de points calculés.

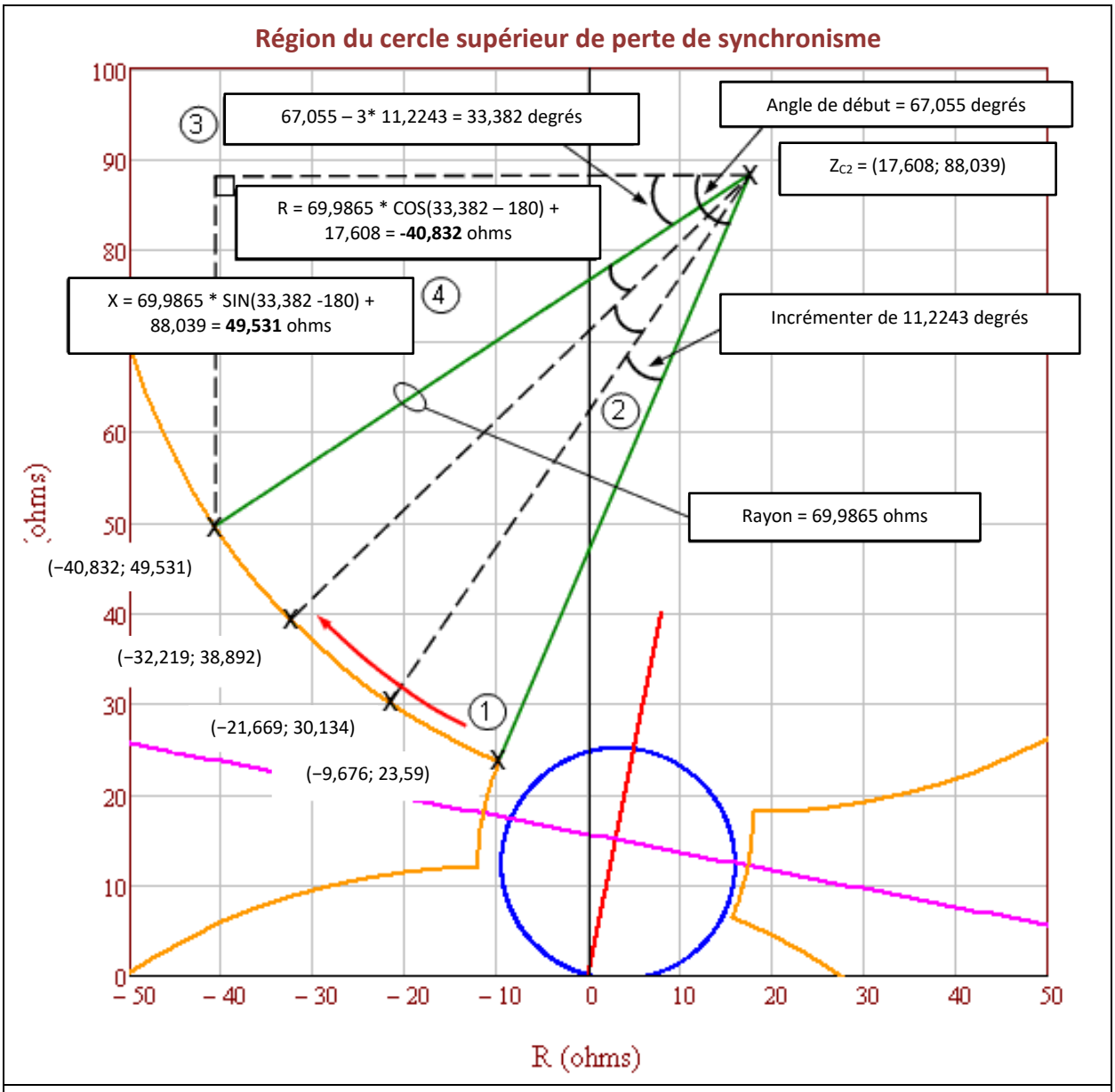


Figure 15h : Région du cercle supérieur de perte de synchronisme avec indication des dernières étapes du calcul des coordonnées des points sur le cercle. 1) Commencer à l'intersection avec la lentille, puis poursuivre en sens horaire. 2) Incrémenter l'angle pour chaque point. 3) Calculer le nouvel angle après chaque déplacement. 4) Calculer les coordonnées R-X.

Coordonnées du cercle inférieur de perte de synchronisme		
Angle (degrés)	R	+jX
60,055	15,676	6,41
55,831	27,699	−0,134
44,606	38,219	−8,892
33,382	**46,832**	**−19,531**
22,158	53,21	−31,643
10,933	57,108	−44,765
359,709	58,378	−58,395
348,485	56,97	−72,011
337,26	52,939	−85,092
326,036	46,438	−97,139
314,812	37,717	−107,69
303,587	27,109	−116,341
292,363	15,02	−122,762
281,139	1,913	−126,707
269,914	−11,712	−128,026
258,69	−25,333	−126,667
247,466	−38,429	−122,682
236,241	−50,499	−116,225
225,017	−61,081	−107,542
213,793	−69,771	−96,965
202,568	−76,235	−84,899
191,344	−80,227	−71,806
180,12	−81,594	−58,185
168,895	−80,284	−44,56
157,671	−76,347	−31,45
146,447	−69,933	−19,357
135,222	−61,288	−8,744
123,998	−50,742	−0,016
112,774	−38,699	6,491
101,549	−25,62	10,53
90,325	−12,005	11,946

Coordonnées du cercle supérieur de perte de synchronisme		
Angle (degrés)	R	+jX
67,055	−9,676	23,59
55,831	−21,699	30,134
44,606	−32,219	38,892
33,382	**−40,832**	**49,531**
22,158	−47,21	61,643
10,933	−51,108	74,765
359,709	−52,378	88,395
348,485	50,97	102,011
337,26	−46,939	115,092
326,036	−40,438	127,139
314,812	−31,717	137,69
303,587	−21,109	146,341
292,363	−9,02	152,762
281,139	4,087	156,707
269,914	17,712	158,026
258,69	31,333	156,667
247,466	44,429	152,682
236,241	56,499	146,225
225,017	67,081	137,542
213,793	75,771	126,965
202,568	82,235	114,899
191,344	86,227	101,806
180,12	87,594	88,185
168,895	86,284	74,56
157,671	82,347	61,45
146,447	75,933	49,357
135,222	67,288	38,744
123,998	56,742	30,016
112,774	44,699	23,509
101,549	31,62	19,47
90,325	18,005	18,054

Figure 15i : Tableaux complets des coordonnées calculées des cercles inférieur et supérieur de perte de synchronisme. La rangée en couleur et en gras correspond aux points calculés aux figures 15d et 15h.

Directives spécifiques au critère B

Le critère B de l'annexe B de la norme PRC-026-2 sert à évaluer les éléments de surintensité utilisés pour le déclenchement. Il est semblable au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2, sauf pour un alinéa supplémentaire (alinéa 4) qui demande de calculer l'intensité du courant à partir d'une tension interne de groupe de production de 1,05 par unité. Cette valeur de 1,05 par unité sert à établir le courant d'excitation minimal pour les relais à maximum de courant dont la temporisation est inférieure à 15 cycles. Les tensions côté générateur et côté récepteur sont établies à 1,05 par unité et à un angle de

séparation du réseau de 120 degrés. La valeur de 1,05 par unité représente la limite supérieure habituelle de la tension d'exploitation, ce qui concorde aussi avec la méthode de calcul de transfert de puissance maximal qui tient compte des impédances de source réelles du réseau dans la norme de fiabilité PRC-023 de la NERC. Les formules utilisées pour calculer le courant sont présentées au tableau 14 ci-dessous.

Tableau 14 : Exemple de calcul (surintensité)			
Cet exemple porte sur un terminal de ligne à 230 kV équipé d'un élément à maximum de courant de phase instantané directionnel réglé à 50 A au secondaire du transformateur de courant dont le rapport est de 160, ce qui correspond à 8 000 A au primaire. Le calcul suivant adopte pour V_S une valeur égale à la tension de source phase-terre de base du groupe de production côté générateur multipliée par 1,05 à un angle de 120 degrés, pour V_R une valeur égale à la tension interne phase-terre de base du groupe de production côté récepteur multipliée par 1,05 à un angle de 0 degré, et pour Z_{sys} une valeur égale à la somme de l'impédance de source côté générateur, de l'impédance de ligne et de l'impédance de source côté récepteur en ohms. Dans l'exemple, le réglage de phase instantané de 8 000 A est plus élevé que le courant de réseau calculé de 5 716 A ; il répond donc au critère B de l'annexe B de la norme PRC-026-2.			
Éq. (102)	$V_S = \frac{V_{LL}\angle 120°}{\sqrt{3}} \times 1{,}05$		
	$V_S = \frac{230\ 000\angle 120°\ V}{\sqrt{3}} \times 1{,}05$		
	$V_S = 139\ 430\angle 120°\ V$		
Tension aux bornes du groupe de production côté récepteur.			
Éq. (103)	$V_R = \frac{V_{LL}\angle 0°}{\sqrt{3}} \times 1{,}05$		
	$V_R = \frac{230\ 000\angle 0°\ V}{\sqrt{3}} \times 1{,}05$		
	$V_R = 139\ 430\angle 0°\ V$		
L'impédance totale du réseau (Z_{sys}) est égale à la somme de l'impédance de source côté générateur (Z_S), de l'impédance de ligne (Z_L) et de l'impédance côté récepteur (Z_R) en ohms.			
Initialement :	$Z_S = 3 + j26\ \Omega$	$Z_L = 1{,}3 + j8{,}7\ \Omega$	$Z_R = 0{,}3 + j7{,}3\ \Omega$
Éq. (104)	$Z_{sys} = Z_S + Z_L + Z_R$		
	$Z_{sys} = (3 + j26)\ \Omega + (1{,}3 + j8{,}7)\ \Omega + (0{,}3 + j7{,}3)\ \Omega$		
	$Z_{sys} = 4{,}6 + j42\ \Omega$		
Courant total du réseau.			
Éq. (105)	$I_{sys} = \frac{(V_S - V_R)}{Z_{sys}}$		

Tableau 14 : Exemple de calcul (surintensité)	
	$I_{sys} = \frac{(139\,430\angle 120°\,V - 139\,430\angle 0°\,V)}{(4{,}6 + j42)\,\Omega}$
	$I_{sys} = 5\,715{,}82\angle 66{,}25°\,A$

Directives spécifiques aux lignes à trois terminaux

Si une ligne à trois terminaux est désignée comme *élément* potentiellement vulnérable à une oscillation de puissance selon l'exigence E1, les relais de protection sensibles à la charge à chacun des trois terminaux doivent être évalués.

Comme le montre la figure 15j, on peut établir l'impédance de source à chaque terminal de la ligne par des calculs de court-circuit semblables à ceux qui s'appliquent à une ligne à deux terminaux (si l'on ne tient pas compte des impédances de transfert parallèles).

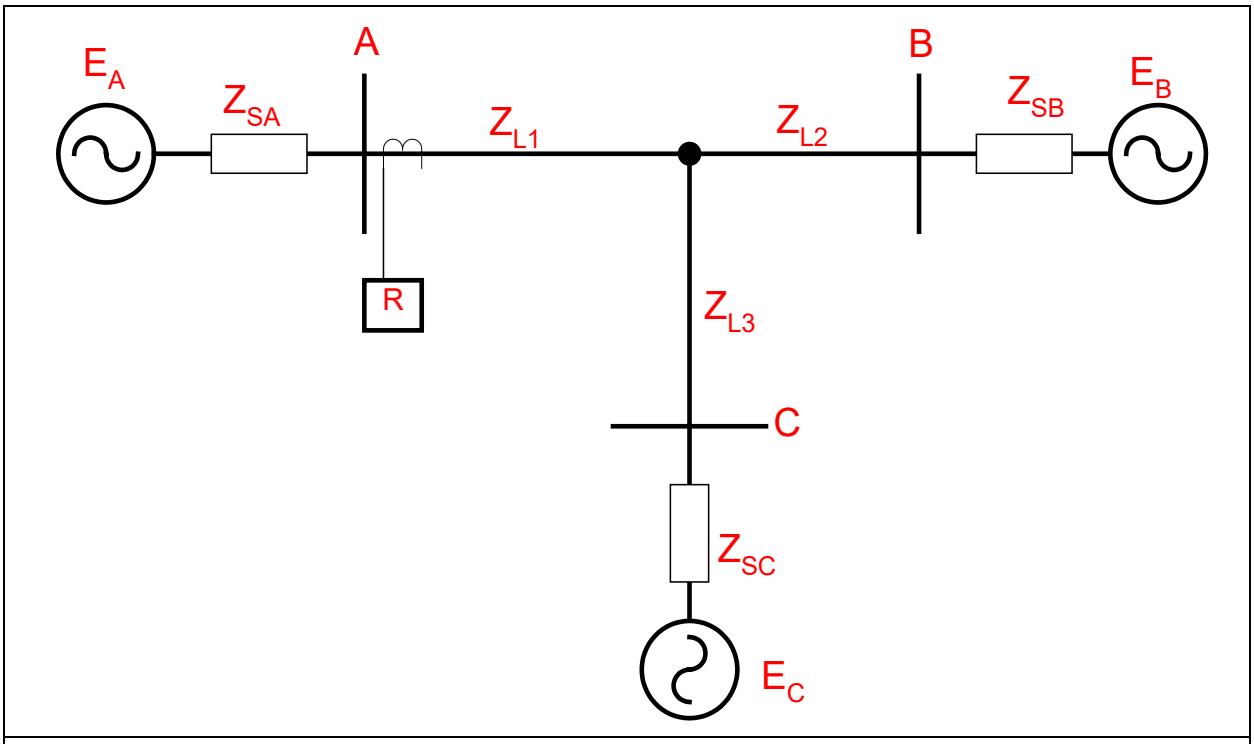


Figure 15j : Ligne à trois terminaux. Pour évaluer les relais de protection sensibles à la charge au terminal A, on réduit d'abord le circuit de la figure 15j au circuit équivalent de la figure 15k. La méthode d'évaluation pour les relais de protection sensibles à la charge au terminal A sera maintenant la même que pour une ligne à deux terminaux.

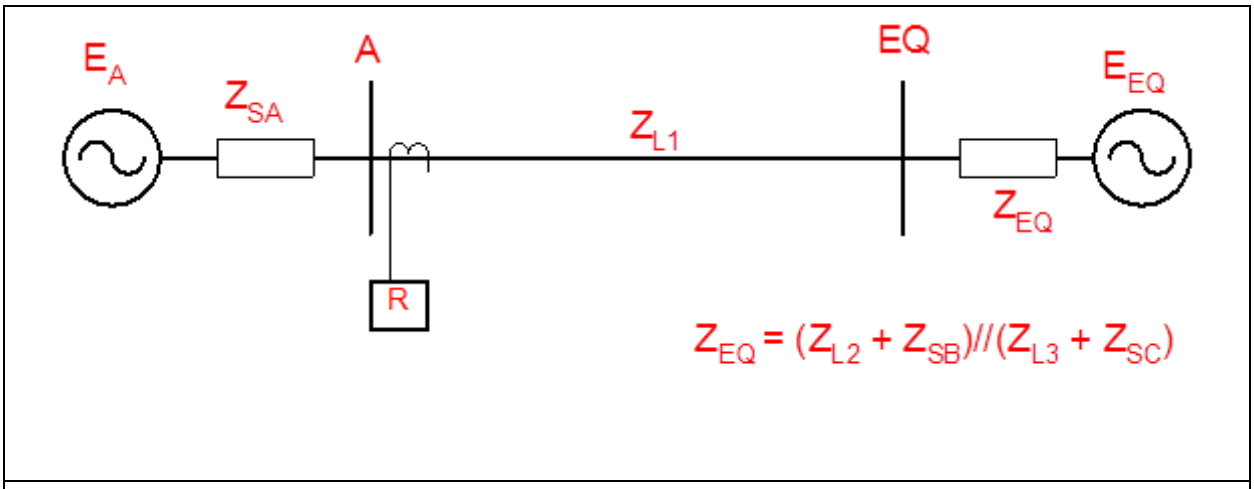


Figure 15k : Ligne à trois terminaux réduite à une ligne à deux terminaux.

Directives concernant les *éléments* associés à la production

Comme pour les *éléments* de transport du *BES*, l'établissement de l'impédance apparente à un *élément* situé dans une *installation* de production ou à proximité dans le contexte des oscillations de puissance est une tâche complexe en raison de diverses grandeurs interdépendantes. Les variations de ces grandeurs peuvent découler des changements dans la tension interne de la machine, de l'action du régulateur de vitesse, de l'action du régulateur de tension, de la réaction d'autres groupes de production locaux, ainsi que de la réaction d'autres *éléments* de transport du *BES* interconnectés au fur et à mesure que l'oscillation progresse dans domaine temporel. Bien qu'on puisse recourir à des simulations de stabilité en régime transitoire pour déterminer l'impédance apparente afin de vérifier les réglages des relais sensibles à la charge[18, 19], les critères A et B de l'annexe B à laquelle renvoie l'exigence E2 de la norme PRC-026-2 présentent une méthode simplifiée qui permet d'évaluer si les relais de protection sensibles à la charge sont susceptibles de se déclencher en réponse à une oscillation de puissance stable, sans nécessiter de simulations de stabilité.

En général, le centre électrique sera situé dans le réseau de transport pour les cas où le groupe de production est raccordé par un réseau de transport faible (impédance externe élevée). Dans d'autres cas où le groupe de production est raccordé par un réseau de transport fort, le centre électrique pourrait se trouver à l'intérieur de la zone raccordée au groupe[20]. Dans l'un ou l'autre cas, les relais de protection sensibles à la charge reliés aux bornes du groupe de production ou sur le côté haute tension de son transformateur élévateur (GSU) pourraient être sollicités par des oscillations de puissance. Les relais susceptibles d'être sollicités par des oscillations de puissance seront désignés par le *coordonnateur de la planification* selon l'exigence E1, ou encore par le *propriétaire d'installation de production* qui aura constaté la mise hors circuit d'un groupe de production, d'un transformateur ou d'une ligne de transport faisant partie du *BES*[21] à cause du fonctionnement de son ou ses relais de protection en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable selon l'exigence E2.

18. Donald Reimert. *Protective Relaying for Power Generation Systems*, Boca Raton, FL, CRC Press, 2006.
19. Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*, EPRI, McGraw Hill, Inc., 1994.
20. Kundur, ibid.
21. Voir la section Éclaircissements et commentaires techniques, rubrique Constatation de la mise hors circuit d'un élément en réponse à une oscillation de puissance.

Les relais à maximum de courant à temporisation inverse, de type conditionnel ou asservi à la tension, sont exclus de la présente norme. Lorsque ces relais sont réglés d'après la capacité de surcharge admissible de l'équipement, leur temporisation est largement supérieure à 15 cycles pour les niveaux de courant observés pendant une oscillation de puissance.

Les relais à maximum de courant à déclenchement instantané, à temporisation inverse et à temporisation fixe, si leur temporisation est inférieure à 15 cycles pour les niveaux de courant observés pendant une oscillation de puissance, sont visés par la présente norme et doivent être évalués pour chaque *élément* désigné.

La fonction de protection de groupe de production contre la perte de champ est assurée par des relais d'impédance reliés aux bornes du groupe. Les réglages sont appliqués de manière à protéger le groupe de production contre une perte partielle ou totale de l'excitation dans toutes les conditions de charge du groupe et, en même temps, de manière à ne pas entraîner le déclenchement en cas d'oscillation de puissance stable. La probabilité que le relais de perte de champ se déclenche pendant une oscillation de puissance est plus élevée lorsque le régulateur automatique de tension est en mode manuel plutôt qu'en mode automatique[22]. La figure 16 présente le diagramme R-X des caractéristiques de relais de perte de champ qui s'étendent généralement jusqu'à trois zones de protection.

22. John Burdy. *Loss-of-excitation Protection for Synchronous Generators GER-3183*, General Electric Company.

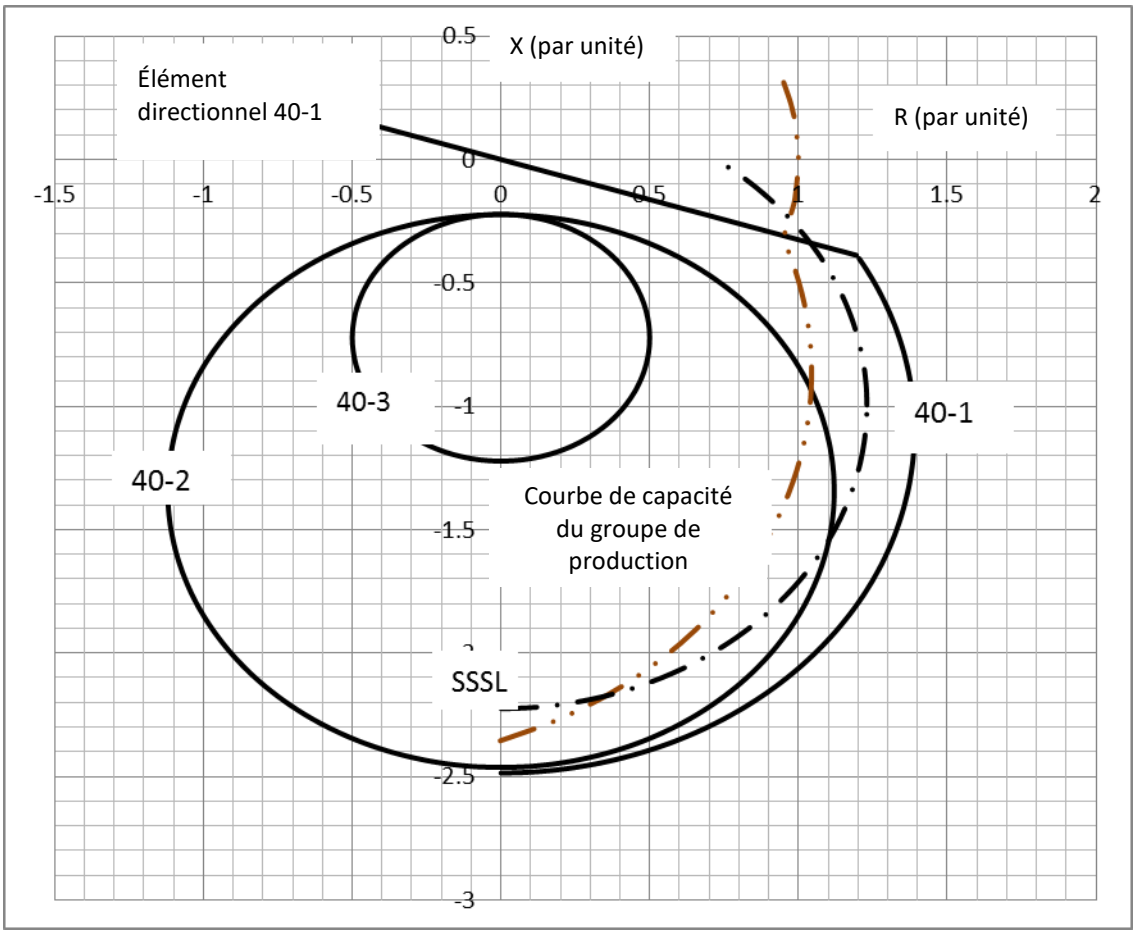


Figure 16 : Diagramme R-X de réglages d'impédance types de relais de perte de champ.

(Note : les « . » des valeurs sur les axes sont remplacés par des « , ». Par exemple, « 1.5 » devrait se lire « 1,5 ».)

La caractéristique de perte de champ 40-1 a une étendue d'impédance plus large (décalage positif) que la caractéristique 40-2 ou 40-3, et elle offre une protection supplémentaire au groupe de production en cas de perte partielle de champ ou de perte de champ sous faible charge (moins de 10 % de la charge nominale). La logique de déclenchement de cette protection comporte un contact directionnel, une consigne de tension et une temporisation. La consigne de tension et la temporisation renforcent l'insensibilité aux oscillations de puissance stables. La caractéristique 40-3 est moins sensible aux oscillations de puissance que la caractéristique 40-2 et est réglée à l'extérieur de la courbe de capacité du groupe de production, en avance. Indépendamment du réglage d'impédance du relais, la norme PRC-019[23] stipule que « les limiteurs en service doivent intervenir avant les *systèmes de protection* afin d'éviter tout débranchement inutile » et que « les dispositifs de *système de protection* en service doivent être réglés de manière à intervenir pour isoler ou mettre hors tension l'équipement afin de limiter l'étendue des dommages lorsque les conditions d'exploitation dépassent les caractéristiques ou les limites de stabilité de l'équipement ». Les temporisations de déclenchement des relais de perte de

23. Titre : *Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production*

champ[24, 25] vont de 15 cycles pour la caractéristique 40-2 à 60 cycles pour la caractéristique 40-1 afin d'éviter le déclenchement pendant une oscillation de puissance stable. Dans la norme PRC-026-2, le seuil d'applicabilité est fixé à 15 cycles ; il incombe toutefois au *propriétaire d'installation de production* d'établir des réglages qui assurent l'insensibilité aux oscillations de puissance stables, en même temps qu'une protection sûre du groupe de production.

Le circuit simplifié de réseau à deux machines (méthode déjà utilisée à la section Directives concernant les *éléments* de transport) sert à analyser l'effet d'une oscillation de puissance sur les relais sensibles à la charge dans une installation de production. Dans la présente section, la méthode de calcul sert à déterminer l'impédance vue par le relais relié à un point dans le circuit[26]. Les grandeurs électriques qui déterminent le tracé d'impédance apparente selon cette méthode sont la réactance transitoire saturée du groupe de production (X'_d), l'impédance du transformateur élévateur de groupe de production (X_{GSU}), l'impédance de la ligne de transport (Z_L) et l'équivalent de réseau (Z_e) au point de raccordement. Le *propriétaire d'installation de production* connaît toutes les valeurs d'impédance, sauf celle de l'équivalent de réseau, qu'il peut obtenir auprès du *propriétaire d'installation de transport*. En faisant varier les tensions de source côtés générateur et récepteur entre 0,0 et 1,0 par unité, on trace la partie lentille de la région d'oscillation de puissance instable. À partir de la plage de tensions de 0,7 à 1,0, on obtient une plage de rapports totale de 0,7 à 1,43 ; cette plage de rapports sert à tracer les cercles inférieur et supérieur de perte de synchronisme de la région d'oscillation de puissance instable. Un angle de séparation du réseau de 120 degrés est adopté conformément aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2 pour chaque évaluation de relais de protection sensible à la charge.

Le tableau 15 ci-après montre un exemple de calcul selon la méthode du lieu d'impédance apparente à partir des figures 17 et 18[27]. Dans cet exemple, le groupe de production est raccordé au réseau de transport à 345 kV par l'intermédiaire de son transformateur élévateur et présente les valeurs indiquées. Il est à noter que les relais de protection sensibles à la charge de cet exemple peuvent appartenir au *propriétaire d'installation de production* ou au *propriétaire d'installation de transport*.

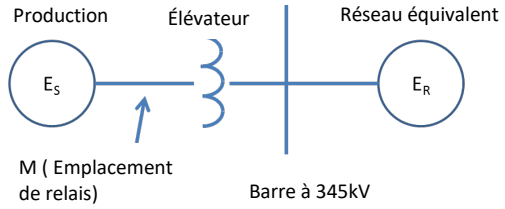


Figure 17 : Schéma unifilaire simplifié du réseau à évaluer.

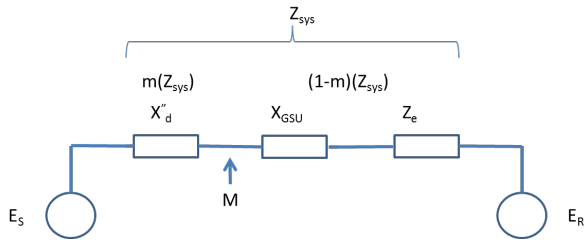


Figure 18 : Schéma simplifié de l'impédance du réseau équivalent à évaluer[28].

24. Burdy, ibid.
25. *Applied Protective Relaying*, Westinghouse Electric Corporation, 1979.
26. Edward Wilson Kimbark. *Power System Stability, Volume II: Power Circuit Breakers and Protective Relays*, publié par John Wiley and Sons, 1950.
27. Kimbark, ibid.
28. Kimbark, ibid.

Tableau 15 : Données de l'exemple (groupe de production)	
Paramètres d'entrée	**Valeurs d'entrée**
Puissance nominale du groupe synchrone (MVA)	940 MVA
Réactance transitoire saturée (940 MVA de base)	$X'_d = 0{,}3845$ par unité
Tension nominale du groupe (phase-phase)	$20\ kV$
Puissance nominale du transformateur élévateur	$880\ MVA$
Réactance du transformateur élévateur (880 MVA de base)	$X_{GSU} = 16{,}05\ \%$
Équivalent de réseau (100 MVA de base)	$Z_e = 0{,}00723\angle 90°$ par unité
Relais de protection sensibles à la charge du *propriétaire d'installation de production*	
40-1	Impédance en décalage positif
	Décalage = 0,294 par unité
	Diamètre = 0,294 par unité
40-2	Impédance en décalage négatif
	Décalage = 0,22 par unité
	Diamètre = 2,24 par unité
40-3	Impédance en décalage négatif
	Décalage = 0,22 par unité
	Diamètre = 1,00 par unité
21-1	Diamètre = 0,643 par unité
	Angle de couple maximal = 85°
50	I (excitation) = 5,0 par unité
Relais de protection sensibles à la charge du *propriétaire d'installation de transport*	
21-2	Diamètre = 0,55 par unité
	Angle de couple maximal = 85°

Calculs pour un angle de 120 degrés et pour $E_S/E_R = 1$. L'équation du calcul de Z_R est la suivante[29] :

Éq. (106)
$$Z_R = \left(\frac{(1-m)(E_S\angle\delta) + (m)(E_R)}{E_S\angle\delta - E_R}\right) \times Z_{sys}$$

29. Kimbark, ibid.

où m est l'emplacement du relais en fonction de l'impédance totale (nombre inférieur à 1)

E_S et E_R représentent les tensions côté générateur et côté récepteur

Z_{sys} représente l'impédance totale du réseau

Z_R représente l'impédance complexe à l'emplacement du relais et tracée sur un diagramme R-X

Toutes les valeurs ci-dessus sont des constantes (pour une puissance de base de 940 MVA) ; seul l'angle δ varie. Le tableau 16 ci-dessous présente les calculs pour un groupe de production à partir des données du tableau 15.

Tableau 16 : Exemple de calculs (groupe de production)			
Les calculs suivants sont faits à partir d'une puissance de base de 940 MVA.			
Initialement :	$X'_d = j0{,}3845\ p.u.$	$X_{GSU} = j0{,}17144\ p.u.$	$Z_e = j0{,}06796\ p.u.$
Éq. (107)	$Z_{sys} = X'_d + X_{GSU} + Z_e$		
	$Z_{sys} = j0{,}3845\ p.u. + j0{,}17144\ p.u. + j0{,}06796\ p.u.$		
	$Z_{sys} = 0{,}6239\ \angle 90°\ p.u.$		
Éq. (108)	$m = \frac{X'_d}{Z_{sys}} = \frac{0{,}3845}{0{,}6239} = 0{,}6163$		
Éq. (109)	$Z_R = \left(\frac{(1-m)(E_S\angle\delta) + (m)(E_R)}{E_S\angle\delta - E_R}\right) \times Z_{sys}$		
	$Z_R = \left(\frac{(1-0{,}6163) \times (1\angle 120°) + (0{,}6163)(1\angle 0°)}{1\angle 120° - 1\angle 0°}\right) \times (0{,}6239\angle 90°)\ p.u.$		
	$Z_R = \left(\frac{0{,}4244 + j0{,}3323}{-1{,}5 + j\ 0{,}866}\right) \times (0{,}6239\angle 90°)\ p.u.$		
	$Z_R = (0{,}3116\ \angle -111{,}95°) \times (0{,}6239\angle 90°)\ p.u.$		
	$Z_R = 0{,}194\ \angle -21{,}95°\ p.u.$		
	$Z_R = -0{,}18 - j0{,}073\ p.u.$		

Le tableau 17 présente les valeurs d'impédance de l'oscillation de puissance à différents angles et à des valeurs E_S/E_R de 1, de 1,43 et de 0,7. Les valeurs d'impédance sont tracées sur un diagramme R-X, le centre étant situé aux bornes du groupe de production utilisé pour l'évaluation des réglages de relais d'impédance.

Tableau 17 : Exemple de calculs pour un diagramme d'impédance d'oscillation à différentes tensions côtés générateur et récepteur						
	E_S/E_R=1		E_S/E_R=1,43		E_S/E_R=0,7	
	Z_R		Z_R		Z_R	
Angle (δ) (degrés)	Valeur (p.u.)	Angle (degrés)	Valeur (p.u.)	Angle (degrés)	Valeur (p.u.)	Angle (degrés)
90	0,320	−13,1	0,296	6,3	0,344	−31,5
120	0,194	−21,9	0,173	−0,4	0,227	−40,1
150	0,111	−41,0	0,082	−10,3	0,154	−58,4
210	0,111	−25,9	0,082	190,3	0,154	238,4
240	0,194	201,9	0,173	180,4	0,225	220,1
270	0,320	193,1	0,296	173,7	0,344	211,5

Exigence E2 – Exemples concernant les groupes de production

Directive concernant les relais de distance

D'après le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2, la caractéristique du relais de distance 21-1 (appartenant au *propriétaire d'installation de production*) est située dans la région où il ne se produirait pas d'oscillation de puissance stable (voir la figure 19). La présente norme n'impose donc au propriétaire aucune autre obligation pour ce relais de protection sensible à la charge.

Le relais de distance 21-2 (appartenant au *propriétaire d'installation de transport*) est relié au côté haute tension du transformateur élévateur de groupe de production, et sa caractéristique d'impédance recoupe la région dans laquelle une oscillation de puissance stable pourrait se produire, entraînant le déclenchement du relais. Dans cet exemple, si la temporisation intentionnelle de ce relais est inférieure à 15 cycles, il est impossible de respecter le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026 ; le *propriétaire d'installation de transport* est donc tenu d'élaborer un plan d'actions correctives (selon l'exigence E3). Parmi les options possibles : modifier le réglage du relais (portée d'impédance, angle, temporisation, etc.), modifier le système de protection (par exemple en ajoutant un relais PSB), ou encore remplacer le système de protection. Il est à noter que le relais peut être exclu de la présente norme si sa temporisation intentionnelle est d'au moins 15 cycles.

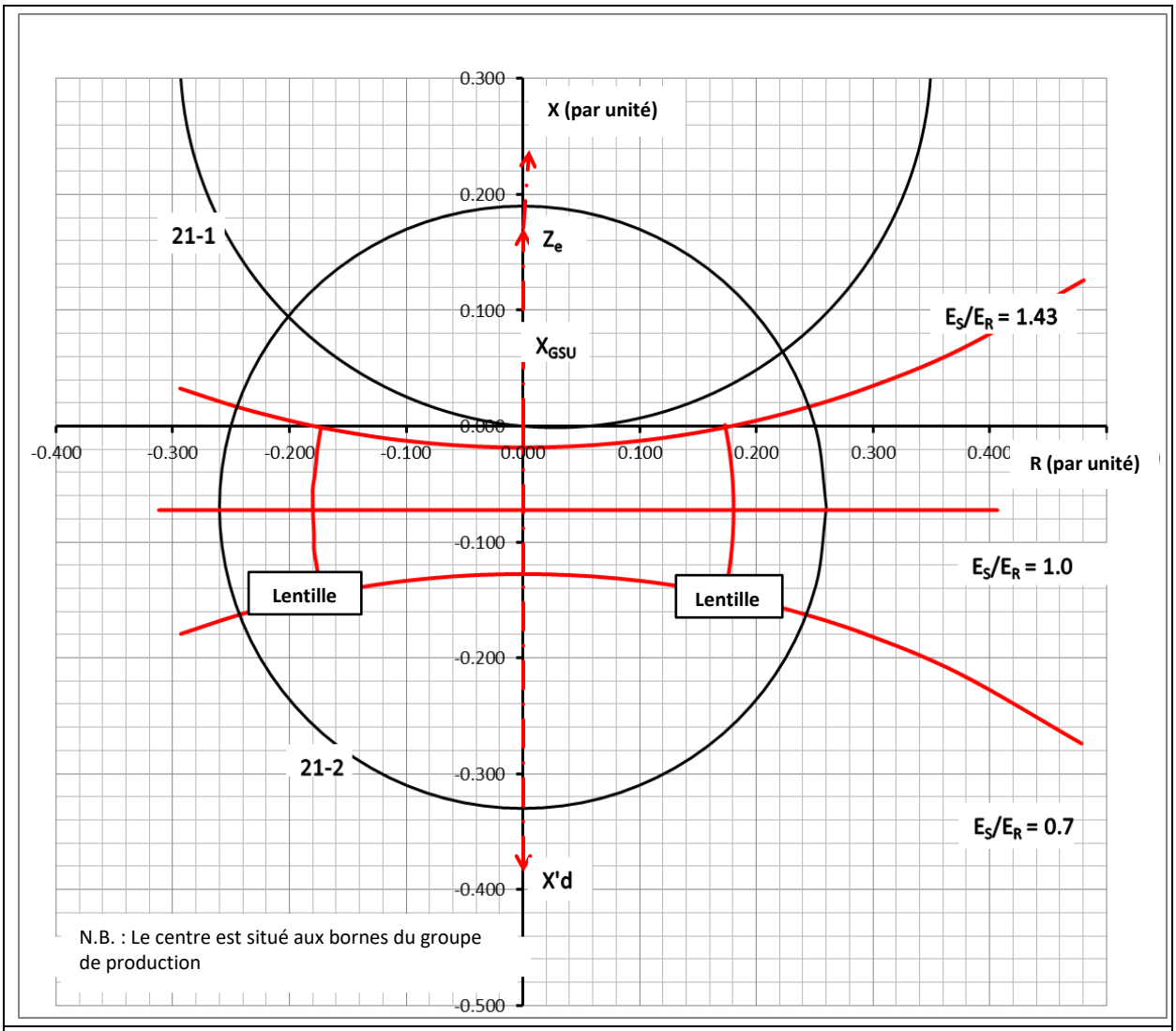


Figure 19 : Diagramme d'impédance d'oscillation de puissance pour les relais d'impédance dans une installation de production.

(Note : les « . » des valeurs sur les axes sont remplacés par des « , ». Par exemple, « 0.400 » devrait se lire « 0,400 ».)

Directive concernant les relais de perte de champ

Dans le diagramme R-X de la figure 20, les caractéristiques des relais de perte de champ 40-1 et 40-2 sont situées dans la région où une oscillation de puissance stable peut entraîner le fonctionnement du relais. Le relais de protection 40-1 serait exclu s'il avait une temporisation intentionnelle d'au moins 15 cycles ; il en va de même pour le relais 40-2. Par exemple, si le relais 40-1 a une temporisation de 1 seconde et si le relais 40-2 a une temporisation de 0,25 seconde, ils seront tous deux exclus et le *propriétaire d'installation de production* sera exempté de toute obligation en vertu de la présente norme relativement à ces relais. Quant à la caractéristique du relais de perte de champ 40-3, elle est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable. Dans ce cas, le propriétaire peut sélectionner un déclenchement rapide pour l'élément d'impédance du relais 40-3.

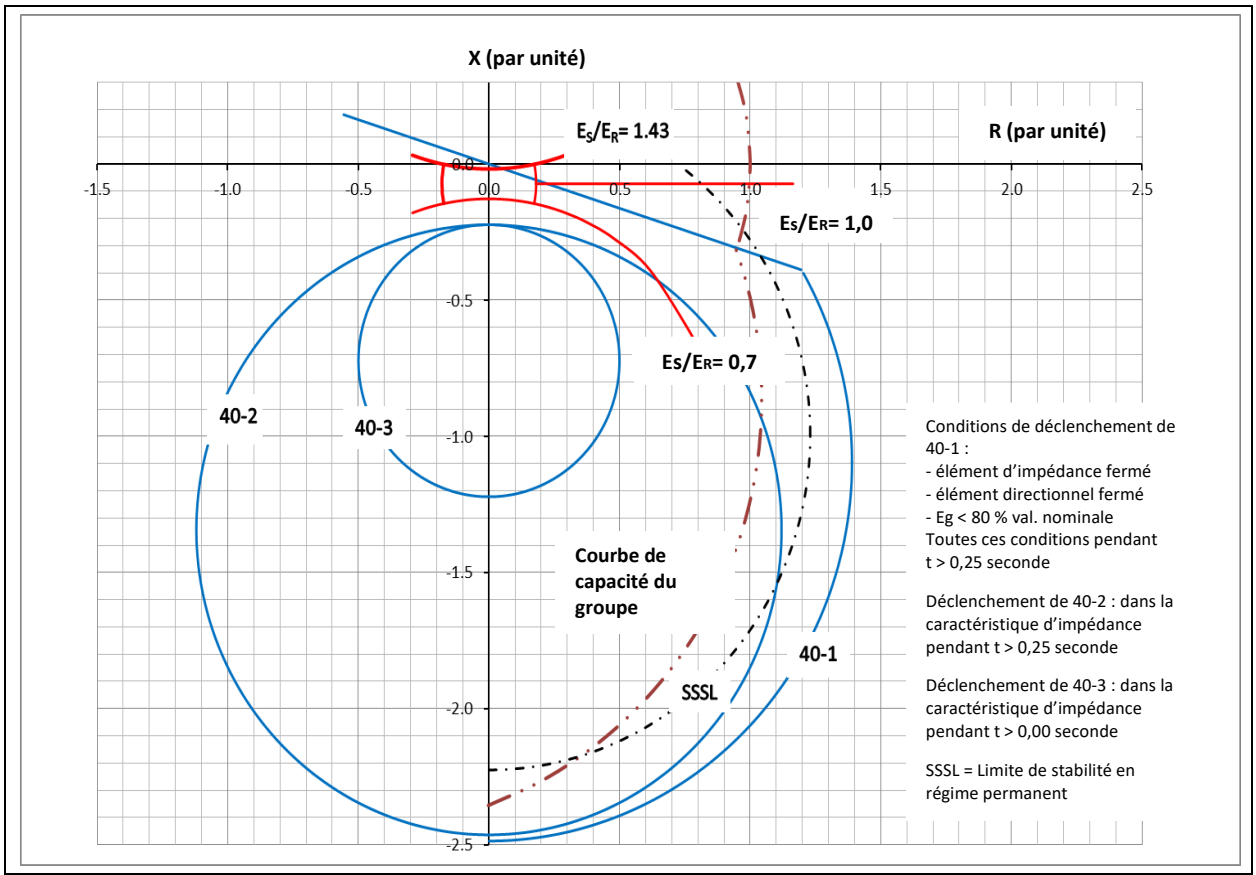


Figure 20 : Diagramme R-X type montrant des relais de perte de champ ainsi qu'une partie de la région d'oscillation de puissance instable définie par le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2.

(Note : les « . » des valeurs sur les axes sont remplacés par des « , ». Par exemple, « 1.5 » devrait se lire « 1,5 ».)

Relais instantanés à maximum de courant

Comme dans l'exemple de calcul de surintensité de ligne de transport du tableau 14, le réglage minimal des relais instantanés à maximum de courant est établi par le critère B de l'annexe B de la norme PRC-026-2. L'équation qui s'applique est la suivante :

Éq. (110) $$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{\text{sys}}}$$

Comme l'indique le tableau 15 des réglages de relais, le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur élévateur de groupe de production et sa valeur d'excitation est de 5,0 par unité. Le courant maximal admissible se calcule comme suit :

$$I_{sys} = \frac{(1{,}05\angle 120° - 1{,}05\angle 0°)}{0{,}6239\angle 90°}\ p.u.$$

$$I_{sys} = \frac{1{,}819\angle 150°}{0{,}6239\angle 90°} p.u.$$

$$I_{sys} = 2{,}91\ \angle 60°\ p.u.$$

Le réglage de phase instantané de 5,0 par unité est supérieur à la valeur calculée de 2,91 par unité pour le courant de réseau ; il répond donc au critère B de l'annexe B de la norme PRC-026-2.

Déclenchement sur perte de synchronisme pour les installations de production

La protection des groupes de production contre la perte de synchronisme prend généralement la forme de trois systèmes différents. Le premier système consiste à relier un relais de distance au côté haute tension du transformateur élévateur de groupe de production, son élément directionnel étant orienté vers le groupe. Comme ce réglage de relais peut être identique à celui utilisé pour la protection de réserve du groupe de production (voir la rubrique Directive concernant les relais de distance, sous Exigence E2 – Exemples concernant les groupes de production), il risque d'entraîner un déclenchement en réponse à une oscillation de puissance stable, et devrait donc être modifié. Or, toute modification de la caractéristique mho circulaire affaiblirait l'ensemble de la protection contre la perte de synchronisme du groupe de production, et c'est pourquoi la documentation technique disponible déconseille de recourir à ce système spécifiquement pour la protection contre la perte de synchronisme du groupe de production. Les deuxième et troisième systèmes de protection contre la perte de synchronisme sont communément appelés « à œillères » (*blinders*) simples ou doubles. Ils sont installés ou activés pour la protection contre la perte de synchronisme et comportent des œillères, un élément mho et des temporisateurs. La combinaison de ces fonctions de relais de protection permet d'intervenir en cas de perte de synchronisme en même temps que de distinguer les oscillations de puissance stables des oscillations instables. Les systèmes à œillères simples utilisent une logique qui distingue les oscillations de puissance stables des oscillations instables en produisant une commande de déclenchement après le premier cycle de glissement. Les systèmes à œillères doubles sont plus complexes et, selon le réglage des œillères intérieures, un déclenchement pendant une oscillation de puissance stable peut survenir. Bien que la logique de commande assure la distinction entre oscillations de puissance stables et instables dans l'un ou l'autre système, il est important que les œillères qui amorcent le déclenchement soient réglées à un angle supérieur à la limite de stabilité de 120 degrés afin d'exclure la possibilité d'un déclenchement pendant une oscillation de puissance stable. Le système à œillères doubles est décrit ci-après.

Système à œillères doubles

Le système à œillères doubles mesure le taux de variation de l'impédance de composante directe afin de détecter une perte de synchronisme. Une valeur de temps préétablie est comparée au temps qui s'écoule pendant que le lieu d'impédance se déplace entre deux caractéristiques d'impédance. Dans ce cas, les deux caractéristiques d'impédance sont représentées par des paires d'œillères dont chacune est réglée à une portée résistive particulière dans le plan R-X. Généralement, les deux œillères de la moitié gauche du plan sont symétriques à celles de la moitié droite. Le système comprend habituellement une caractéristique mho qui sert d'élément d'amorçage, mais non de déclenchement.

Le système détecte les franchissements d'œillère et mesure le temps écoulé, selon la représentation dans le plan R-X de la figure 21. L'impédance du réseau est composée de l'impédance transitoire du groupe de production (X_d'), de l'impédance du transformateur élévateur de groupe de production (X_T) et de l'impédance du réseau de transport (X_{sys}).

La logique du système s'enclenche lorsque le lieu de l'oscillation franchit l'œillère extérieure R1 du côté droit (voir la figure 21), à l'angle de séparation α. Le système entre en action seulement lorsqu'une oscillation franchit l'œillère intérieure ; c'est alors que la logique confirme la perte de synchronisme à

l'angle de séparation β. Le déclenchement est commandé lorsque le lieu d'impédance quitte la caractéristique du système à l'angle de séparation δ.

L'oscillation de puissance peut sortir des œillères intérieures et extérieures dans un sens ou dans l'autre, et le déclenchement sera commandé. Par conséquent, l'œillère intérieure doit être réglée de manière que l'angle de séparation β soit assez grand pour que le rétablissement du réseau soit exclu, soit 120 degrés ou plus. Un angle supérieur à 120 degrés répond au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2 (alinéa 1, première puce), puisque la fonction de déclenchement est définie par l'œillère. Des études de stabilité en régime transitoire peuvent indiquer qu'un angle de limite de stabilité plus petit est acceptable selon le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2 (alinéa 1, deuxième puce). À cet égard, le système à œillères doubles est semblable aux systèmes à lentille double ou triple ainsi qu'à de nombreux systèmes de protection contre la perte de synchronisme de réseau de transport.

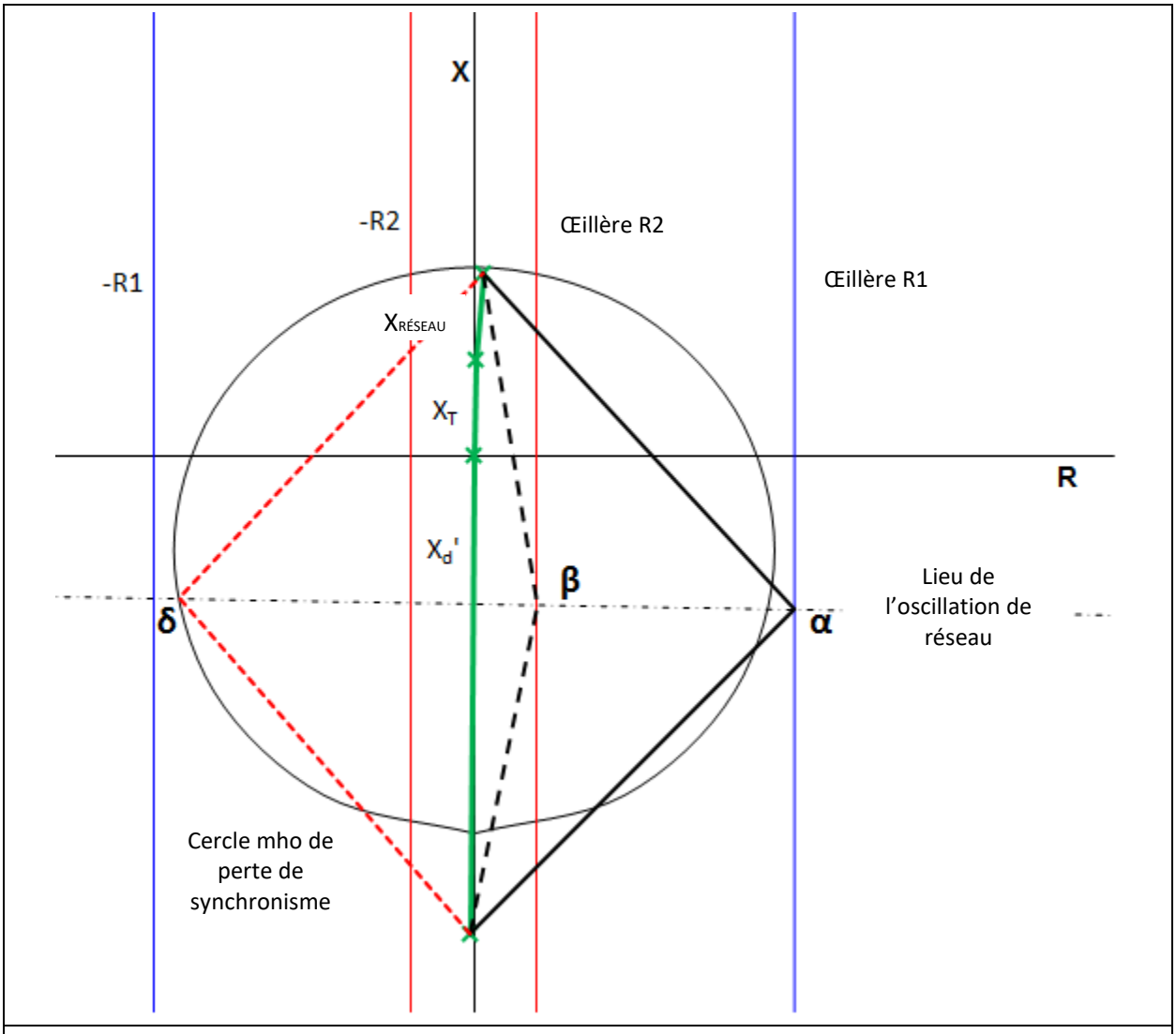


Figure 21 : Caractéristiques génériques d'un système à œillères doubles de protection contre la perte de synchronisme.

La figure 22 représente un système à œillères doubles pour le groupe de production de 940 MVA déjà présenté en exemple. La seule exigence de réglage pour ce système est l'œillère intérieure droite, qui doit être réglée au-delà de l'angle de séparation de 120 degrés (ou à un angle moindre si une étude de stabilité en régime transitoire le justifie) afin que la protection contre la perte de synchronisme ne se déclenche pas pendant une oscillation de puissance stable dans des conditions autres que de défaut. Les autres réglages comme la caractéristique mho, les œillères extérieures et les temporisations sont établis d'après des études de stabilité en régime transitoire et ne sont pas visés par la présente norme.

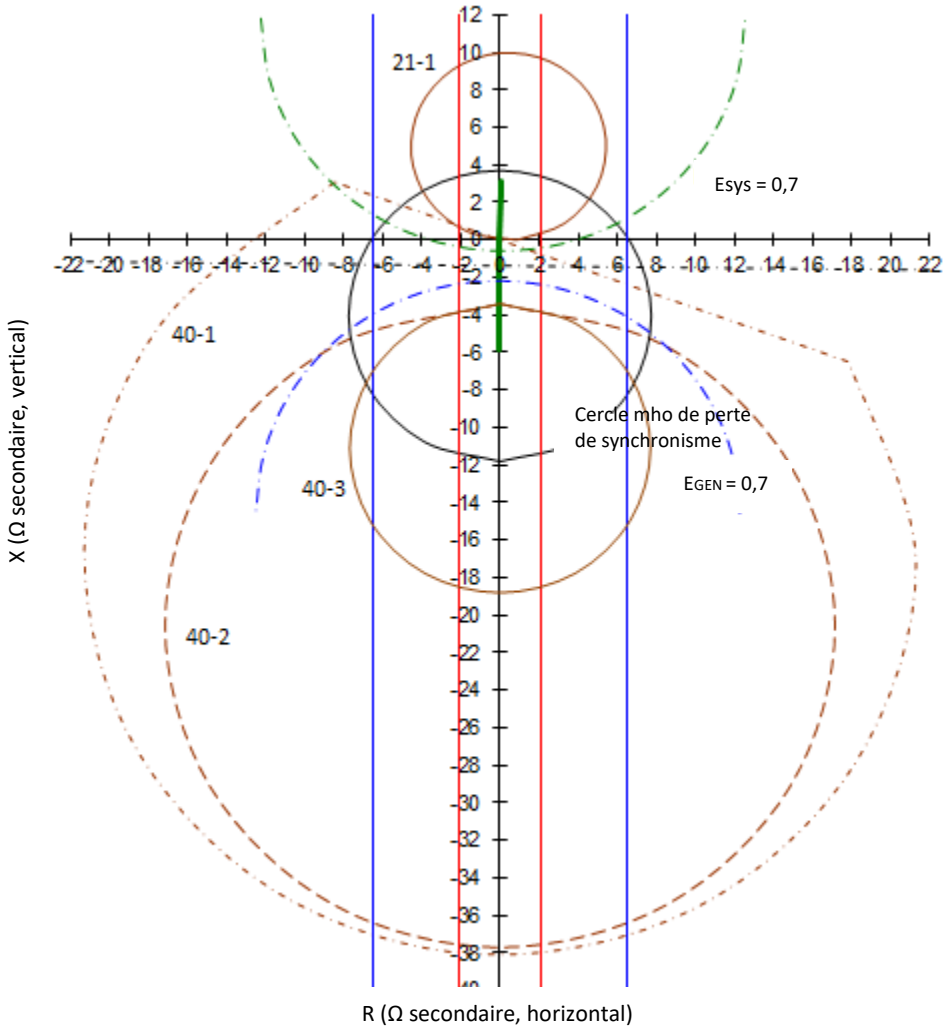


Figure 22 : Système de protection contre la perte de synchronisme à œillères doubles avec données d'impédance du groupe et caractéristiques d'impédance des relais de protection sensibles à la charge reprises de l'exemple du groupe de production de 940 MVA, avec mise à l'échelle selon les valeurs en ohms au secondaire appliquées au relais.

Exigence E3

Afin de réaliser l'objectif déclaré de la présente norme (faire en sorte que les relais ne soient pas susceptibles de se déclencher en réponse à des oscillations de puissance stables dans des conditions autres que de *défaut*), cette exigence oblige l'entité visée à élaborer un *plan d'actions correctives* ayant pour but de réduire le risque de déclenchement de relais en réponse à une oscillation de puissance stable pendant des conditions autres que de *défaut* pouvant toucher un *élément* du *BES* visé par la présente norme.

Exigence E4

Afin de réaliser l'objectif déclaré de la présente norme (faire en sorte que les relais ne soient pas susceptibles de se déclencher en réponse à des oscillations de puissance stables dans des conditions autres que de *défaut*), l'entité visée est tenue de mettre en œuvre chaque *plan d'actions correctives* élaboré conformément à l'exigence E3 de telle sorte que le *système de protection* réponde aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2 ou qu'il puisse être exclu selon les critères de l'annexe A de la norme PRC-026-2 (par exemple en modifiant le *système de protection* de sorte que les fonctions du relais soient supervisées par blocage sur oscillation de puissance ou en utilisant un système de relais insensible aux oscillations de puissance), tout en maintenant la sûreté de la détection des défauts et du déclenchement sur perte de synchronisme (si une protection contre la perte de synchronisme est appliquée aux bornes de l'*élément* du *BES*). Les propriétaires de *système de protection* sont tenus, dans la mise en œuvre du *plan d'actions correctives*, de mettre à jour celui-ci en cas de changement dans les actions ou le calendrier, jusqu'à ce que toutes les actions aient été exécutées. L'atteinte de cet objectif réduira le risque de déclenchement du *système de protection* pendant une oscillation de puissance stable, ce qui se traduira par une fiabilité accrue et une réduction des risques pour le *BES*.

On trouvera ci-après des exemples de mise en œuvre de *plans d'actions correctives* pour un relais non conforme à l'annexe B de la norme PRC-026-2 et susceptible de se déclencher en réponse à une oscillation de puissance stable dans des conditions autres que de *défaut*. Un changement au *système de protection* a été jugé acceptable (sans diminuer la capacité d'intervention du relais en cas de défaut dans sa zone de protection).

> **Exemple E4a –** Actions correctives : de nouveaux réglages ont été établis le 2 juin 2015, consistant à réduire de 30 ohms à 25 ohms la portée de zone 2 du relais d'impédance du système de déblocage par comparaison directionnelle (DCUB), afin que la caractéristique du relais soit entièrement circonscrite par la caractéristique lenticulaire définie par le critère. Ces réglages ont été appliqués au relais le 25 juin 2015. Le *plan d'actions correctives* a été achevé le 25 juin 2015.
>
> **Exemple E4b –** Actions correctives : de nouveaux réglages ont été établis le 2 juin 2015, consistant à ajouter un blocage sur perte de synchronisme au relais à microprocesseur existant afin d'empêcher son déclenchement en réponse à des oscillations de puissance stables. Ces réglages ont été appliqués au relais le 25 juin 2015. Le *plan d'actions correctives* a été achevé le 25 juin 2015.

L'exemple suivant illustre la mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* pour un relais trop sensible aux oscillations de puissance stables, prévoyant l'ajout d'un relais électromécanique de blocage sur oscillation de puissance.

> **Exemple E4c –** Actions correctives : un projet consistant à ajouter un relais électromécanique de blocage sur oscillation de puissance afin de superviser le relais d'impédance de zone 2 a été

entrepris le 5 juin 2015 afin de prévenir son déclenchement en réponse à des oscillations de puissance stables. L'installation du relais a été terminée le 25 septembre 2015. Le *plan d'actions correctives* a été achevé le 25 septembre 2015.

L'exemple suivant illustre la mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* prévoyant le remplacement de relais, et dont le calendrier a nécessité une mise à jour.

Exemple E4d – Actions correctives : un projet consistant à remplacer les relais d'impédance aux deux extrémités de la ligne X par des relais différentiels de courant de ligne a été entrepris le 5 juin 2015 afin de prévenir le déclenchement en réponse à des oscillations de puissance stables. L'achèvement du projet a été reporté du 15 novembre 2015 au 15 mars 2016 en raison d'un réordonnancement des retraits de ligne. Par suite du changement de calendrier, le remplacement des relais d'impédance a été effectué le 18 mars 2016. Le *plan d'actions correctives* a été achevé le 18 mars 2016.

Le *plan d'actions correctives* est achevé lorsque toutes les actions documentées en vue de régler le problème (par exemple le déclenchement intempestif pendant une oscillation de puissance stable) ont été effectuées.

Justification de l'inclusion des oscillations de puissance instables dans les exigences

Les *systèmes de protection* visés par la présente norme et qui doivent avoir un fonctionnement sécuritaire pendant les oscillations de puissance stables (selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2) sont désignés d'après les *éléments* vulnérables aux oscillations stables ainsi qu'aux oscillations instables. Cette section présente un exemple afin d'expliquer pourquoi les *éléments* susceptibles d'être mis hors circuit en réponse à des oscillations de puissance instables (en plus des oscillations stables) doivent être désignés, et pourquoi leurs relais de protection sensibles à la charge doivent être évalués selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2.

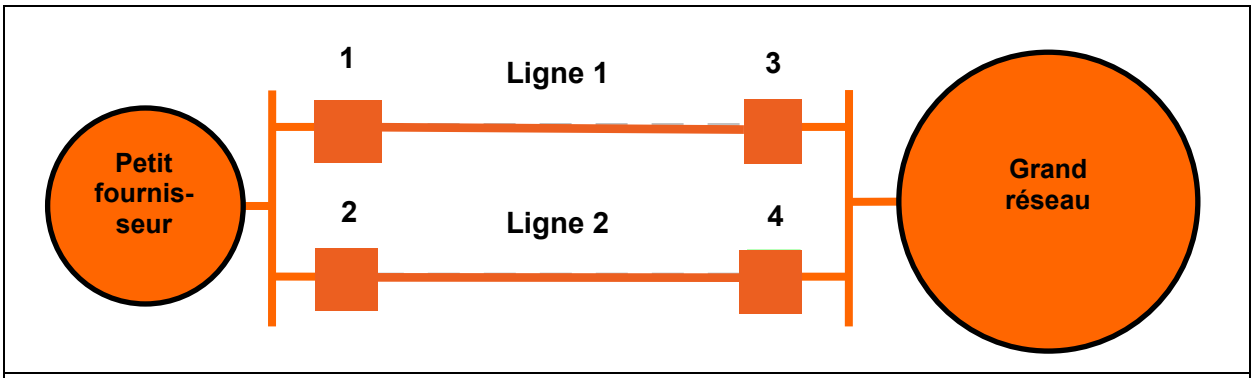


Figure 23 : Réseau électrique simple où deux lignes relient un petit fournisseur d'électricité à un réseau beaucoup plus grand.

À la figure 23, les relais qui commandent les disjoncteurs 1, 2, 3 et 4 sont équipés d'un système pilote type de zone 2 à portée étendue, avec blocage par comparaison directionnelle (DCB). Les défauts internes (ou les oscillations de puissance) entraînent le déclenchement instantané des relais de zone 2 si l'impédance mesurée du défaut ou de l'oscillation de puissance tombe à l'intérieur de la caractéristique de déclenchement de zone 2. Ces lignes seront ouvertes par la protection pilote de zone 2 en cas de

perte de synchronisme si la caractéristique d'impédance de l'oscillation de puissance entre dans la zone 2. Tous les disjoncteurs sont à déclenchement sur perte de synchronisme.

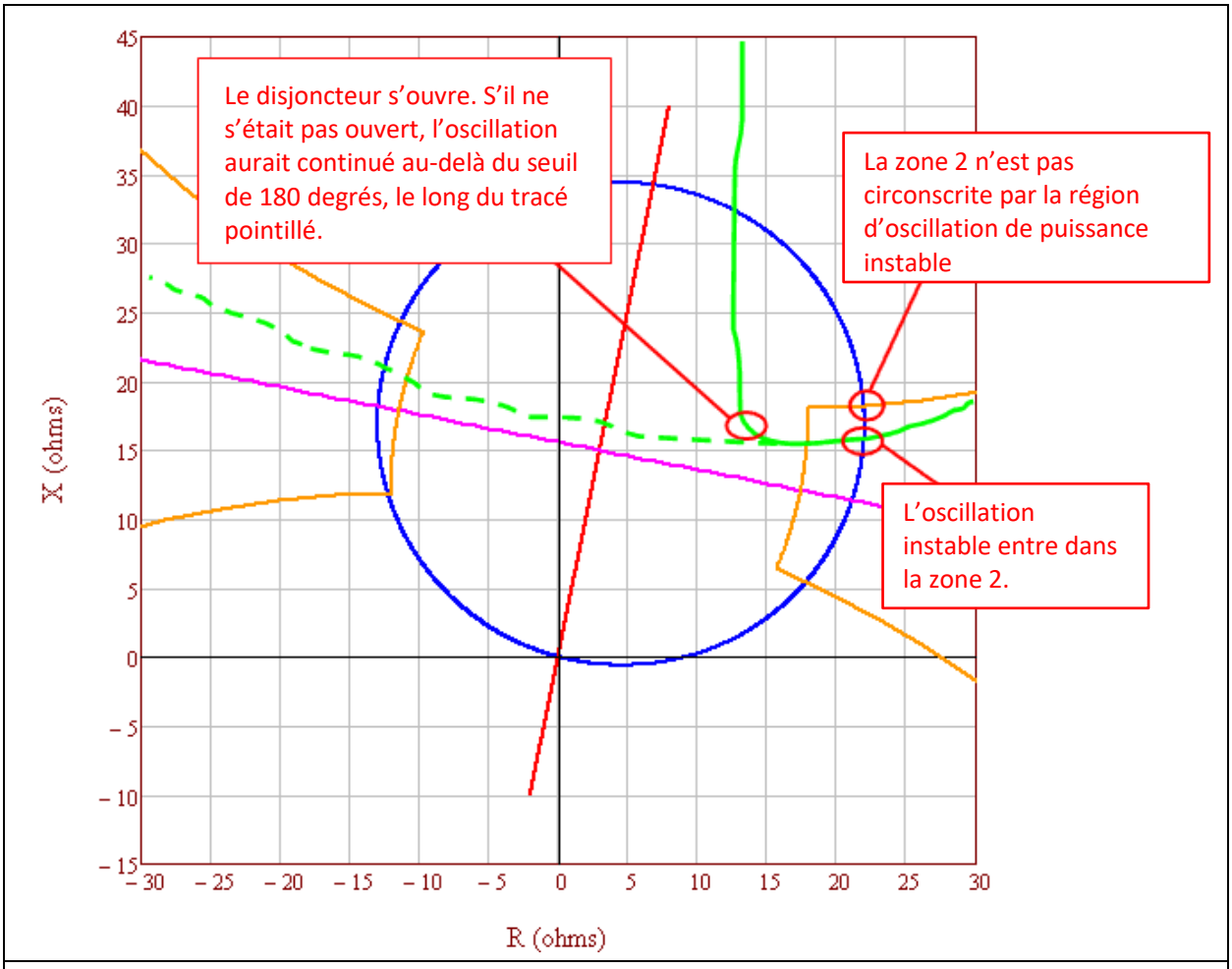


Figure 24 : Dans le cas illustré (oscillation de puissance telle que vue par les relais des disjoncteurs 3 et 4), l'élément de zone 2 des disjoncteurs 1, 2, 3 et 4 ne répond pas aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2.

À la figure 24, une perturbation importante se produit dans le réseau du petit producteur, qui se désynchronise par rapport au grand réseau. Le petit fournisseur importe de la puissance au moment de la perturbation. L'oscillation de puissance (ligne verte continue) entre dans la caractéristique des relais de zone 2 aux extrémités des lignes 1, 2, 3 et 4, ce qui entraîne l'ouverture des deux lignes (voir la figure 25).

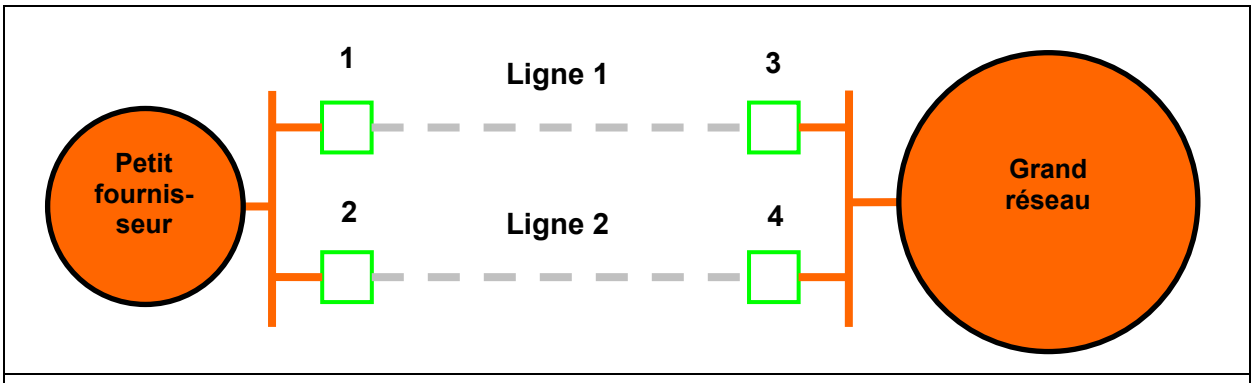


Figure 25 : Îlotage du réseau du petit fournisseur d'électricité à cause de l'ouverture des lignes 1 et 2 en réponse à une oscillation de puissance instable.

À la figure 25, les relais des disjoncteurs 1, 2, 3 et 4 se sont déclenchés correctement en réponse à l'oscillation de puissance instable (ligne verte discontinue à la figure 24), ouvrant les lignes 1 et 2 et créant un îlotage entre le réseau du petit fournisseur et le grand réseau. Le petit fournisseur a dû se délester d'une charge de 500 MW en raison de la sous-fréquence, préservant ainsi l'équilibre entre la charge et la production.

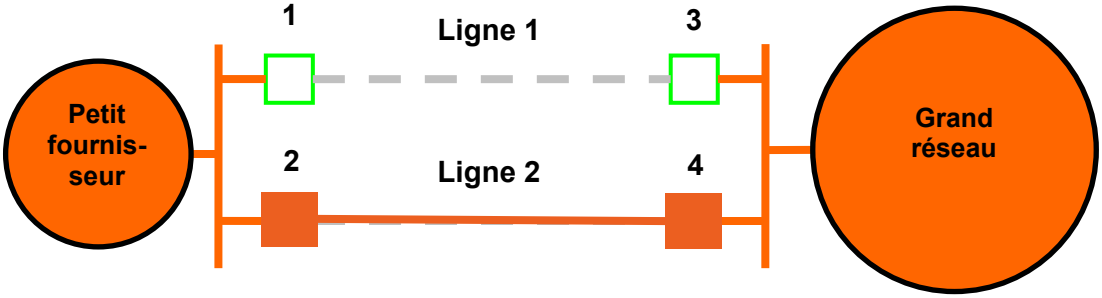


Figure 26 : La ligne 1 est hors service pour entretien ; la ligne 2 est sollicitée au-delà de ses caractéristiques assignées en situation normale (mais en deçà de ses caractéristiques assignées en situation d'urgence).

Un certain temps après l'ouverture correcte des lignes 1 et 2 en réponse à une oscillation de puissance instable (voir la figure 25), une autre perturbation survient pendant que le réseau fonctionne avec la ligne 1 hors service pour entretien. La perturbation entraîne une oscillation de puissance stable sur la ligne 2, susceptible de déclencher les relais des disjoncteurs 2 et 4 (voir la figure 27).

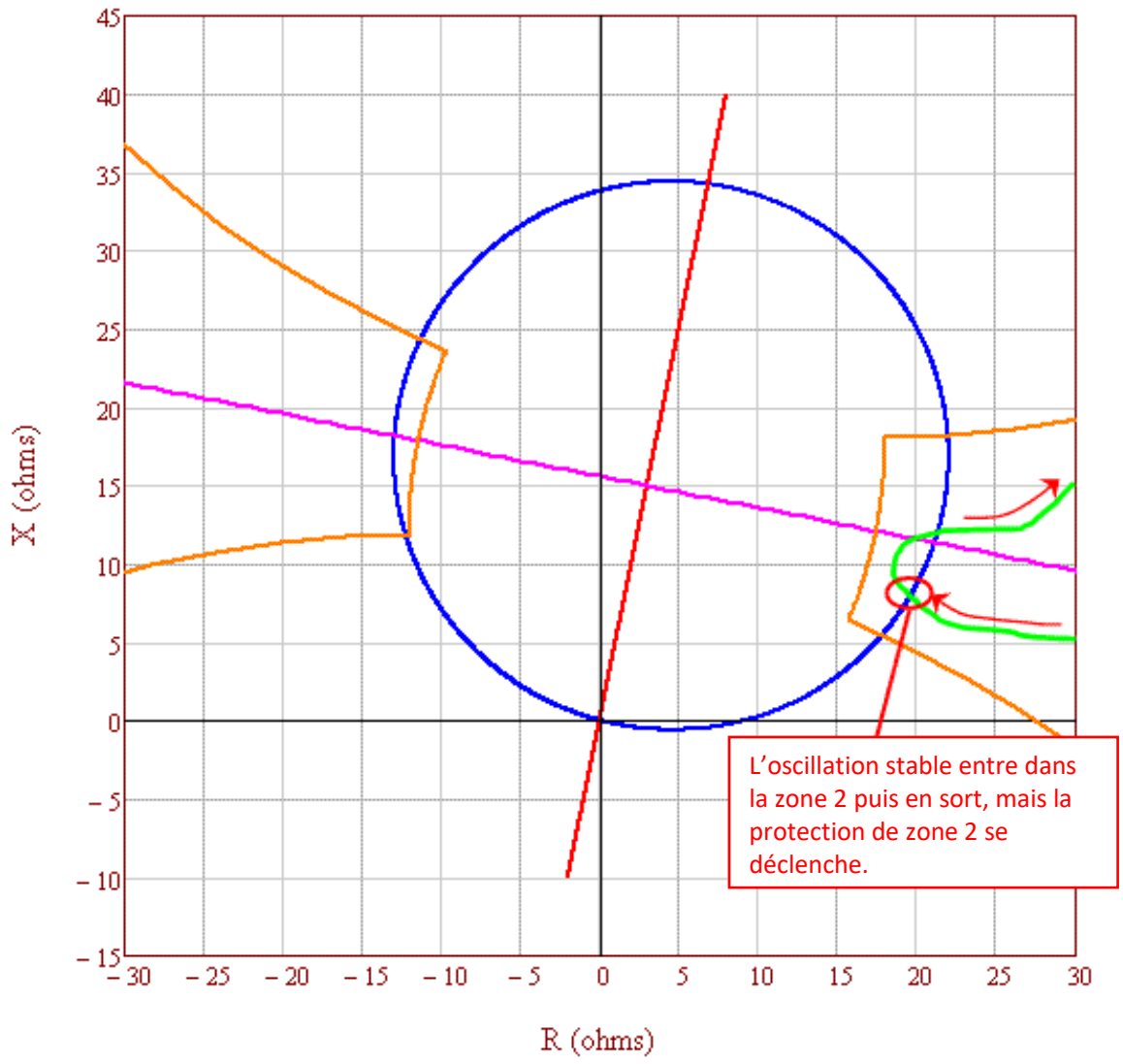


Figure 27 : Les relais des disjoncteurs 2 et 4 n'ont pas été soumis à une évaluation selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2 après constatation de l'événement précédent de déclenchement causé par une oscillation de puissance instable.

Si les relais des disjoncteurs 2 et 4 n'ont pas été soumis à une évaluation après constatation du déclenchement précédent pendant une oscillation de puissance instable, ces relais se déclencheront en réponse à l'oscillation de puissance stable, ce qui entraînera une séparation intempestive des réseaux, des délestages de charge, voire des déclenchements en cascade ou une panne générale.

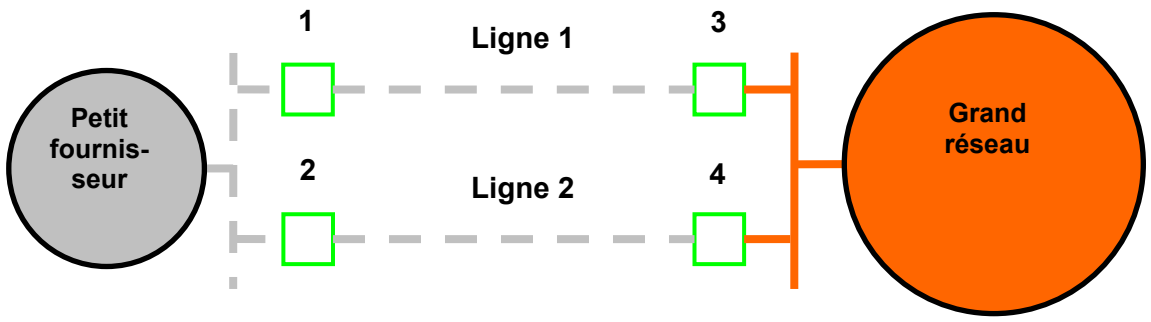


Figure 28 : Panne générale possible chez le petit fournisseur.

Si les relais qui s'étaient déclenchés précédemment en réponse à l'oscillation de puissance instable de la figure 24 avaient par la suite été corrigés selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2, le déclenchement intempestif (représenté à la figure 28) de ces relais en réponse à l'oscillation de puissance stable aurait été évité, et la panne générale éventuelle touchant le petit réseau aurait été évitée.

Justification des exigences

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de l'exigence E1

Le *coordonnateur de la planification* a une bonne vue d'ensemble sur le réseau et est bien placé pour déterminer quels *éléments* du *BES* (groupes de production, transformateurs et lignes de transport), le cas échéant, répondent aux critères. La méthode axée sur les critères concorde avec le document technique du sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC, *Protection System Response to Power Swings*, publié en août 2013 (le « Rapport PSRPS »)[30], qui recommande une démarche sélective pour déterminer les *éléments* du *BES* à risque. Des explications détaillées sur les critères sont données à la section Éclaircissements et commentaires techniques.

Justification de l'exigence E2

Le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* sont en mesure de déterminer si leurs relais de protection sensibles à la charge répondent aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2. Les groupes de production, les transformateurs et les lignes de transport sont désignés comme *éléments* du *BES* par le *coordonnateur de la planification* selon l'exigence E1, et aussi par le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* par suite d'un événement réel qui amène le propriétaire à constater (par une analyse d'événement ou un examen des

30. Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC, *Protection System Response to Power Swings*, août 2013 : http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%2020/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf

systèmes de protection) qu'un déclenchement a eu pour cause une oscillation de puissance stable ou instable. Une période de 12 mois civils offre un délai suffisant pour que l'entité procède à l'évaluation.

Justification de l'exigence E3

Afin de réaliser l'objectif de fiabilité de la présente norme, un *plan d'actions correctives* est nécessaire pour amener le *système de protection* de l'entité à respecter le premier des critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2 (première puce de l'exigence E3), à savoir que les relais de protection sont censés ne pas se déclencher en réponse à des oscillations de puissance stables. Un *plan d'actions correctives* peut aussi être élaboré afin de modifier le *système de protection* pour qu'il réponde au deuxième des critères d'exclusion de l'annexe A de la norme PRC-026-2 (deuxième puce de l'exigence E3) ; cette exclusion exemptera désormais le *système de protection* de la présente norme au regard d'événements futurs. Le passage « tout en assurant une détection sûre des défauts et un déclenchement sûr en cas de perte de synchronisme » de l'exigence E3 indique que l'entité doit satisfaire à la présente norme tout en atteignant ses propres objectifs de protection. Pour de plus amples détails, consulter l'introduction de la section Éclaircissements et commentaires techniques.

Justification de l'exigence E4

La mise en œuvre du *plan d'actions correctives* doit assurer l'exécution de toutes les actions prévues afin de réaliser l'objectif de fiabilité. Pendant la mise en œuvre du *plan d'actions correctives*, des mises à jour peuvent être nécessaires pour diverses raisons, par exemple une information nouvelle, des conflits de calendrier ou des problèmes de ressources. Le fait de documenter les changements apportés au *plan d'actions correctives* ainsi que la bonne exécution des actions permet de constater de façon mesurable l'avancement des travaux et de confirmer leur bonne fin.

Justification de l'annexe B (critère A)

Le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2 constitue un point de départ pour déterminer si les relais sont censés ne pas se déclencher en réponse à une oscillation de puissance stable ayant un angle de séparation du réseau allant jusqu'à 120 degrés, avec des tensions côté générateur et côté récepteur variant entre 0,7 et 1,0 par unité (voir la section Éclaircissements et commentaires techniques).

Annexe PRC-026-2-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme

PRC-026-2 – Fonctionnement des relais pendant les oscillations de puissance stables

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité : Dans l'application de cette norme, toute référence au terme « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

Les *installations* visées par cette norme sont les *installations* du *réseau de transport principal* (*RTP*).

4.1. Entités fonctionnelles :

Aucune disposition particulière.

4.2. Installations :

4.2.1 Aucune disposition particulière.

4.2.2 Aucune disposition particulière.

4.2.3 Aucune disposition particulière.

5. Contexte : Aucune disposition particulière.

6. Dates d'entrée en vigueur :

6.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 20 juin 2024

6.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 20 juin 2024

6.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec : 1er octobre 2026

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
E1	Chaque *coordonnateur de la planification* doit se conformer à l'exigence E1	Au cours de l'année civile qui comprend le 1er octobre 2026, à moins de s'être déjà conformé à l'exigence E1 de la norme PRC-026-1 pour l'année civile en question, auquel cas il doit se conformer à l'exigence E1 au cours de l'année suivante.
E2 à E4	Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport*	1er octobre 2026

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
	doit se conformer aux exigences E2 à E4	

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière.

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Interprétations

Aucune disposition particulière.

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

PRC-026-2 – Annexe A

Aucune disposition particulière.

PRC-026-2 – Annexe B

Aucune disposition particulière.

Éclaircissements et commentaires techniques

Aucune disposition particulière.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	20 juin 2024	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2024-060.	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Coordination du fonctionnement des systèmes de protection pendant les défauts**

2. Numéro : PRC-027-1

3. Objet : Maintenir la coordination des *systèmes de protection* qui servent à détecter et à isoler les *défauts* dans les *éléments* du *système de production-transport d'électricité* (*BES*) afin que ces *systèmes de protection* fonctionnent selon la séquence prévue en cas de *défaut*.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1. *Propriétaire d'installation de transport*

4.1.2. *Propriétaire d'installation de production*

4.1.3. *Distributeur* (qui possède des *systèmes de protection* indiqués à la section 4.2 ci-dessous)

4.2. ***Installations*** **:** *Systèmes de protection* qui servent à détecter et à isoler les *défauts* dans les *éléments* du *BES*.

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre de la norme PRC-027-1 dans le projet 2007-06 sur la coordination des protections du réseau.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit établir un processus visant à établir et à réviser des réglages pour les *systèmes de protection* d'*éléments* du *BES*, de sorte que ces *systèmes de protection* fonctionnent selon la séquence prévue en cas de *défaut*. Ce processus doit comprendre : *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]*

1.1. un examen et une mise à jour des données de modèle de court-circuit pour les *éléments* du *BES* à l'étude ;

1.2. un examen des réglages de *système de protection* établis ;

1.3. pour les réglages de *système de protection* concernant des *éléments* du *BES* qui raccordent électriquement des *installations* appartenant à des entités fonctionnelles différentes (*propriétaires d'installation de transport*, *propriétaires d'installation de production* et *distributeurs*), des dispositions visant à :

1.3.1. transmettre les réglages de *système de protection* proposés aux propriétaires des *installations* raccordées électriquement ;

1.3.2. répondre à tout propriétaire ayant transmis ses réglages de *système de protection* proposés selon l'alinéa 1.3.1 de l'exigence E1, en signalant tout problème de coordination ou en déclarant qu'aucun problème de coordination n'a été découvert ;

1.3.3. veiller à ce que tout problème de coordination signalé relativement aux réglages de *système de protection* proposés pour les *éléments* du *BES* connexes soit corrigé avant la mise en œuvre ;

1.3.4. communiquer avec le ou les autres propriétaires d'*installations* raccordées électriquement en cas de révision de réglages de *système de protection* résultant de circonstances imprévisibles survenues pendant la mise en œuvre ou la mise en service, d'enquêtes sur des *fonctionnements incorrects*, d'activités de maintenance ou de remplacements d'urgence par suite de la défaillance de composants de *système de protection*.

M1. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que l'entité responsable a établi un processus visant à établir des réglages pour ses *systèmes de protection* conformément à l'exigence E1.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit, pour chaque *élément* du *BES* ayant des fonctions de *système de protection* indiquées à l'annexe A :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

- Option 1 : réaliser une *étude de coordination des systèmes de protection* dans un intervalle d'au plus 6 années civiles ; ou
- Option 2 : comparer les valeurs courantes de courant de *défaut* à une valeur de référence de courant de *défaut*, et procéder à une *étude de coordination des systèmes de protection* si cette comparaison indique un écart de 15 % ou plus entre les valeurs de courant de *défaut* (triphasé ou phase-terre) à un jeu de barres auquel l'*élément* du *BES* est raccordé, le tout dans un intervalle d'au plus 6 années civiles[1] ; ou
- Option 3 : combiner les actions décrites ci-dessus.

M2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que l'entité responsable a réalisé une ou des *études de coordination des systèmes de protection* ou des comparaisons de courants de *défaut*, ou les deux, conformément à l'exigence E2.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit utiliser le processus qu'il a établi selon l'exigence E1 pour établir et réviser des réglages de *systèmes de protection* d'*éléments* du *BES*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]

M3. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que l'entité responsable a utilisé le processus qu'il a établi selon l'exigence E1 pour établir et réviser des réglages, conformément à l'exigence E3.

1. La référence initiale de courant de *défaut* doit être établie à la date d'entrée en vigueur de la présente norme de fiabilité, et être mise à jour à chaque *étude de coordination des systèmes de protection*. La valeur de référence de courant de *défaut* pour les ressources de production du *BES* peut être établie au groupe de production, à son transformateur élévateur ou au point commun de raccordement à 100 kV ou plus. Dans le cas des ressources de production décentralisées, la valeur de référence de courant de *défaut* peut aussi être établie au point de regroupement du *BES* (capacité totale supérieure à 75 MVA). Si une référence initiale n'a pas été établie à la date d'entrée en vigueur de la présente norme à cause du recours antérieur à une autre option ou de l'installation d'un nouvel *élément* du *BES*, l'entité peut établir la valeur de référence en procédant à une *étude de coordination des systèmes de protection*.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. *Responsable des mesures pour assurer la conformité*

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant la conformité aux exigences E1, E2 et E3 ainsi qu'aux mesures M1, M2 et M3 depuis l'audit le plus récent, à moins que son *CEA* lui ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certains éléments de preuve plus longtemps.

Si un *propriétaire d'installation de transport*, un *propriétaire d'installation de production* ou un *distributeur* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *CEA* doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.3. Programme de surveillance et de mise en application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance et de mise en application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

Niveaux de gravité des non-conformités

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.	S. O.	L'entité responsable a établi le processus prescrit à l'exigence E1, mais en omettant l'alinéa 1.1 ou 1.2 de cette exigence.	L'entité responsable a établi le processus prescrit à l'exigence E1, mais en omettant les alinéas 1.1 et 1.2 de cette exigence.	L'entité responsable a établi le processus prescrit à l'exigence E1, mais en omettant l'alinéa 1.3 de cette exigence. OU L'entité responsable n'a pas établi le processus prescrit à l'exigence E1.
E2.	L'entité responsable a réalisé une *étude de coordination des systèmes de protection* pour chaque *élément* du *BES* selon une des trois options de l'exigence E2, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.	L'entité responsable a réalisé une *étude de coordination des systèmes de protection* pour chaque *élément* du *BES* selon une des trois options de l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils.	L'entité responsable a réalisé une *étude de coordination des systèmes de protection* pour chaque *élément* du *BES* selon une des trois options de l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils.	L'entité responsable a réalisé une *étude de coordination des systèmes de protection* pour chaque *élément* du *BES* selon une des trois options de l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 90 jours civils. OU L'entité responsable ne s'est conformée à aucune des trois options de l'exigence E2.
E3.	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas utilisé le processus établi selon l'exigence E1.

D. Différences régionales

Aucune

E. Documents connexes

Comité sur le contrôleet la protection du réseau (System Protection and Control Subcommittee) de la NERC. *Power Plant and Transmission System Protection Coordination.*
Groupe de travail sur le contrôle et la protection du réseau (System Protection and Control Task Force) de la NERC, 7 décembre 2006. *Assessment of Standard PRC-001-0 – System Protection Coordination.*
Groupe de travail sur le contrôle et la protection du réseau (System Protection and Control Task Force) de la NERC, septembre 2006. *The Complexity of Protecting Three-Terminal Transmission Lines.*

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	5 novembre 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouvelle norme élaborée dans le cadre du projet 2007-06
1	7 juin 2018	Ordonnance de la FERC approuvant la norme PRC-027-1 (dossier RM16-22-000).	
1	13 août 2018	Approbation de la FERC	
1	1er octobre 2020	Date d'entrée en vigueur	Ordonnance de la FERC reportant les dates d'entrée en vigueur au 1er avril 2021 en raison de l'épidémie de COVID
1	1er avril 2021	Date de mise en œuvre	

Annexe A

Les fonctions[2] suivantes de *système de protection* sont visées par l'exigence E2 : 1) si les réglages de ces fonctions sont établis d'après les niveaux de courant de *défaut* disponible ; et 2) si ces fonctions de *système de protection* nécessitent une coordination avec celles d'autres *systèmes de protection*.

21 – Protection de distance :

- si la contribution du courant de défaut entre dans la détermination de la portée (distances de phase et de terre) ; ou
- si le couplage mutuel homopolaire entre dans la détermination de la portée (distance de terre).

50 – Protection de surintensité instantanée

51 – Protection de surintensité temporisée

67 – Protection de surintensité directionnelle utilisée dans une logique sans assistance par une liaison de communication

Remarques :

1. Les fonctions de *système de protection* ci-dessus réagissent à l'intensité du courant pour commander le déclenchement de disjoncteurs. Les changements dans la valeur du courant de *défaut* disponible peuvent nuire à la coordination de ces fonctions.
2. Voir la section Information complémentaire de la norme PRC-027-1 pour de plus amples détails.

2. Norme ANSI/IEEE C37.2, *Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*.

Objet

L'objet de la norme est le suivant : maintenir la coordination des *systèmes de protection* qui servent à détecter et à isoler les *défauts* dans les *éléments* du *système de production-transport d'électricité* (*BES*) afin que ces *systèmes de protection* fonctionnent selon la séquence prévue en cas de *défaut*.

Une bonne coordination des *systèmes de protection* améliore la fiabilité du *BES* en permettant d'isoler adéquatement les équipements en *défaut*. Cela réduit le risque d'instabilité ou de *déclenchements en cascade* ; le reste du *BES* demeure opérationnel et plus robuste pour affronter la *contingence* suivante. Lorsqu'un *défaut* se produit, des *systèmes de protection* bien coordonnés réduisent au minimum le nombre d'*éléments* du *BES* mis hors service et protègent les équipements contre les dommages. La présente norme demande aux entités d'établir et de mettre en œuvre un processus visant à coordonner leurs *systèmes de protection* afin qu'ils interviennent selon la séquence prévue en cas de *défaut*.

Applicabilité

Les *propriétaires d'installation de transport*, les *propriétaires d'installation de production* et les *distributeurs* sont visés par la norme PRC-027-1 puisqu'ils sont susceptibles de posséder des *systèmes de protection* servant à détecter des *défauts* dans le *système de production-transport d'électricité* (*BES*). Seuls ces *systèmes de protection* sont visés par la présente norme.

Les *propriétaires d'installation de transport* sont visés par la norme PRC-027-1 puisque ce sont eux qui possèdent le plus grand nombre de *systèmes de protection* servant à détecter des *défauts* dans le *BES*.

Les *propriétaires d'installation de production* ont des *systèmes de protection* qui servent à détecter les *défauts* dans le *BES*. Il importe que ces *systèmes de protection* soient coordonnés avec ceux des *propriétaires d'installation de transport* afin d'éviter que les *installations* de production ne soient débranchées du *BES* inutilement. Des fonctions comme la portée d'impédance, la surintensité et la temporisation doivent être évaluées du point de vue de la coordination.

Un *distributeur* peut offrir un chemin électrique de raccordement vers le *BES* à des groupes de production qui contribueraient aux éventuels *défauts* survenant dans le *BES*. Si le *distributeur* possède des *systèmes de protection* prévus pour ces *défauts*, il importe de coordonner ces systèmes avec les autres *systèmes de protection* qui sont susceptibles de réagir à la contribution au courant de *défaut*.

Lorsqu'il est démontré que les *systèmes de protection* des *distributeurs* et des *propriétaires d'installation de production* sont dûment coordonnés avec les autres *systèmes de protection* du *BES*, l'impact potentiel sur ces entités est très limité, à moins que des changements importants soient apportés au jeu de barres de raccordement au *propriétaire d'installation de transport*, ou à proximité. Le *propriétaire d'installation de transport* – habituellement l'entité qui tient à jour le modèle de réseau utilisé pour les études de *défaut* – transmet alors les données de courant de *défaut* à la demande du *distributeur* ou du *propriétaire d'installation de production*. Ceux-ci déterminent ensuite si le courant de *défaut* a changé par rapport à la valeur de référence, et si ce changement rend nécessaire un examen de la coordination.

Exigence E1

Cette exigence se lit comme suit : « Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit établir un processus visant à établir et à réviser des réglages pour les *systèmes de protection* d'*éléments* du *BES*, de sorte que ces *systèmes de protection* fonctionnent selon la séquence prévue en cas de *défaut*. »

L'objectif de fiabilité de cette exigence est de faire en sorte que les entités visées établissent un processus pour établir des réglages en vue de coordonner leurs *systèmes de protection*, afin que ceux-ci fonctionnent selon la séquence prévue lors d'un *défaut*. Les alinéas qui prescrivent les éléments du

processus visent à assurer des réglages exacts ; ils définissent aussi des contrôles internes et externes afin de réduire au minimum le potentiel d'erreurs dans l'établissement des réglages.

La présente norme s'inspire de diverses publications qui exposent la théorie et les applications des relais de protection. La description de la « coordination des protections » est tirée de la révision en instance de la norme IEEE C37.113-1999 (réaffirmée en 2004), *Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines* :

> *« Processus consistant à choisir les réglages de courant ou de tension ou les temporisations des relais de protection de telle sorte que leurs déclenchements respectifs interviennent selon une séquence particulière, afin que les interruptions pour les clients soient réduites au minimum et que le plus petit nombre possible d'éléments du réseau électrique soient isolés en cas de défaut dans le réseau. »*

Les entités peuvent avoir des critères techniques différents pour l'établissement des réglages de *systèmes de protection*, selon des principes qui leur sont propres. Ces principes peuvent varier selon la topologie du réseau, la technologie de protection utilisée, ou encore l'historique d'exploitation. Il n'est donc guère praticable d'imposer une définition ou un critère uniforme pour la « coordination des *systèmes de protection* ».

La coordination de certains *systèmes de protection* peut sembler inutile, par exemple pour une ligne protégée uniquement par deux relais à courant différentiel. Cependant, les *systèmes de protection* de relève dont l'action est liée au courant ou à l'impédance apparente et qui ont une temporisation fixe ou inverse doivent être coordonnés avec d'autres *systèmes de protection* de l'*élément* du *BES* si l'on veut éviter des déclenchements intempestifs en cas de *défaut* à l'extérieur de la zone de protection différentielle.

Alinéa 1.1 Un examen et une mise à jour des données de modèle de court-circuit pour les *éléments* du *BES* à l'étude.

L'étude de court-circuit permet de déterminer les courants de *défaut* en fonction desquels les ingénieurs en protection établissent les réglages de *systèmes de protection* pour les *propriétaires d'installation de transport*, les *propriétaires d'installation de production* et les *distributeurs*. Les *propriétaires d'installation de production* et les *distributeurs* peuvent ne pas avoir ou tenir à jour des modèles de court-circuit ; ces entités se procurent alors les données de modèle de court-circuit auprès des *planificateurs de réseau de transport*, des *coordonnateurs de la planification* ou des *propriétaires d'installation de transport*. et, si nécessaire, une mise à jour de l'information de l'étude de court-circuit sont nécessaires pour bien prendre en compte la réalité physique du réseau électrique, sur laquelle seront basés l'étude de coordination des *systèmes de protection* et l'établissement des réglages de relais de *système de protection*. Les résultats d'une étude de court-circuit dépendent avant tout de l'exactitude de l'information utilisée dans les calculs.

Une étude de court-circuit vise à déterminer l'intensité des courants qui circulent dans un réseau électrique pendant un *défaut*. Comme le résultat des études de court-circuit constitue l'information de base des études de coordination des dispositifs de protection, le modèle de court-circuit doit représenter fidèlement la réalité physique du réseau électrique.

Les points d'examen seraient notamment les suivants :

1. un examen des impédances et des courants de *défaut* des lignes, des transformateurs et des groupes de production pertinents du *BES* ;
2. un examen du modèle de réseau visant à confirmer que le réseau tel qu'étudié représente fidèlement la configuration réelle du *réseau*, ou la configuration planifiée après la mise en œuvre des réglages de relais proposés ;
3. un examen, le cas échéant, de l'information des *propriétaires d'installation de transport*, des *propriétaires d'installation de production* et des *distributeurs* raccordés.

Alinéa 1.2 Un examen des réglages de *système de protection* établis.

Un examen des réglages de *système de protection* avant leur mise en œuvre diminue le risque d'erreur humaine. Un examen se définit comme une démarche systématique visant à confirmer que les réglages établis répondent aux critères techniques de l'entité. Exemples : examens par des pairs, programmes de vérification automatisés et procédures d'examen établies par les entités.

Alinéa 1.3 Pour les réglages de *système de protection* concernant des *éléments* du *BES* qui raccordent électriquement des *installations* appartenant à des entités fonctionnelles différentes (*propriétaires d'installation de transport*, *propriétaires d'installation de production* et *distributeurs*), des dispositions visant à :

L'alinéa 1.3 de l'exigence E1 concerne la coordination des réglages de *système de protection* appliqués à des *éléments* du *BES* qui raccordent électriquement des *installations* appartenant à des entités fonctionnelles différentes. La communication entre ces entités est essentielle pour que les problèmes potentiels de coordination des *systèmes de protection* puissent être décelés et corrigés avant la mise en œuvre de tout changement proposé aux *systèmes de protection*.

Alinéa 1.3.1 transmettre les réglages de *système de protection* proposés aux *propriétaires des installations* raccordées électriquement.

L'alinéa 1.3.1 de l'exigence E1 demande à l'entité de spécifier dans son processus l'obligation de transmettre à d'autres entités les réglages de *système de protection* proposés. Cette communication fait en sorte que les autres entités disposent de l'information nécessaire pour examiner les réglages et déterminer s'il existe des problèmes de coordination des *systèmes de protection*.

Alinéa 1.3.2 répondre à tout propriétaire ayant transmis ses réglages de *système de protection* proposés selon l'alinéa 1.3.1 de l'exigence E1, en signalant tout problème de coordination ou en déclarant qu'aucun problème de coordination n'a été découvert.

L'alinéa 1.3.2 de l'exigence E1 demande que l'entité à laquelle sont transmis des propositions de réglages de *système de protection* spécifie dans son processus l'obligation de répondre à l'entité qui lui a transmis ces réglages. De cette façon, les réglages proposés seront examinés et l'entité qui les a transmis recevra une réponse indiquant soit que des problèmes de coordination des *systèmes de protection* ont été décelés, soit qu'aucun problème n'a été décelé.

Alinéa 1.3.3 Veiller à ce que tout problème de coordination signalé relativement aux réglages de *système de protection* proposés pour les *éléments* du *BES* connexes soit corrigé avant la mise en œuvre.

L'alinéa 1.3.3 de l'exigence E1 demande à l'entité de spécifier dans son processus l'obligation que tout problème de coordination décelé pour les réglages proposés de *système de protection* soit étudié et

corrigé avant la mise en œuvre. Ainsi, les impacts potentiels sur la fiabilité du *BES* sont réduits au minimum.

Dans la norme PRC-001-1.1(ii), l'exclusion des ressources de production décentralisées à l'alinéa E3.1 de l'exigence E3 vise uniquement les raccordements entre différentes entités fonctionnelles. Cette exclusion concerne donc uniquement l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 de la norme PRC-027-1. Étant donné les caractéristiques des sites de production décentralisée, les *systèmes de protection* individuels des ressources de production décentralisées ne sont pas des *installations* raccordées électriquement appartenant à des entités fonctionnelles différentes selon l'alinéa 1.3 de l'exigence E1, et ils ne sont pas raccordés par des *éléments* du *BES*. C'est pourquoi l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 ne s'applique pas aux *systèmes de protection* individuels des ressources de production décentralisées ; cet alinéa vise uniquement les *systèmes de protection* concernant des *éléments* du *BES* qui raccordent électriquement des installations appartenant à des entités fonctionnelles différentes.

Remarque : Dans certains cas, il pourrait arriver que des problèmes de coordination soient décelés mais que les entités conviennent de ne pas les corriger tous, en s'appuyant sur un jugement technique éclairé. Par ailleurs, il est possible que des problèmes de coordination décelés en cours de projet ne soient pas corrigés immédiatement si leur correction nécessite d'apporter au réseau des modifications supplémentaires non prévues dans le cadre initial du projet. Enfin, dans certaines situations, il peut y avoir des divergences entre les principes de protection des différentes entités, mais ces entités peuvent convenir que ces divergences n'entraînent pas de problème de coordination.

Alinéa 1.3.4 Communiquer avec le ou les autres propriétaires d'*installations* raccordées électriquement en cas de révision de réglages de *système de protection* résultant de circonstances imprévisibles survenues pendant la mise en œuvre ou la mise en service, d'enquêtes sur des *fonctionnements incorrects*, d'activités de maintenance ou de remplacements d'urgence par suite de la défaillance de composants de *système de protection*.

L'alinéa 1.3.4 de l'exigence E1 demande à l'entité de communiquer les révisions qui sont apportées aux réglages de *système de protection* en raison de circonstances imprévisibles et qui diffèrent des réglages établis lors des phases de planification d'un projet.

Exigence E2

Cette exigence se lit comme suit : « Chaque propriétaire d'*installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit, pour chaque *élément* du *BES* ayant des fonctions de *système de protection* indiquées à l'annexe A :

- Option 1 : réaliser une *étude de coordination des systèmes de protection* dans un intervalle d'au plus 6 années civiles ; ou
- Option 2 : comparer les valeurs courantes de courant de *défaut* à une valeur de référence de courant de *défaut*, et procéder à une *étude de coordination des systèmes de protection* si cette comparaison indique un écart de 15 % ou plus entre les valeurs de courant de *défaut* (triphasé ou phase-terre) à un jeu de barres auquel l'*élément* du *BES* est raccordé, le tout dans un intervalle d'au plus 6 années civiles[3] ; ou

3. La référence initiale de courant de *défaut* doit être établie à la date d'entrée en vigueur de la présente norme de fiabilité, et être mise à jour à chaque *étude de coordination des systèmes de protection*. La valeur de référence de courant de *défaut* pour les ressources de production du *BES* peut être établie au groupe de production, à son transformateur élévateur ou au point commun de raccordement à 100 kV ou plus. Dans le cas des ressources de production décentralisées, la valeur de

- Option 3 : combiner les actions décrites ci-dessus. »

À la longue, des changements marginaux dans la valeur du courant de *défaut* peuvent s'accumuler au point de perturber la coordination des fonctions de *système de protection* qui réagissent au courant de *défaut*. Afin de réduire ce risque au minimum, l'exigence E2 demande aux entités responsables de réaliser périodiquement, pour les fonctions de *système de protection* indiquées à l'annexe A, 1) des *études de coordination des systèmes de protection*, 2) des réévaluations des valeurs de courant de *défaut* disponible, ou les deux. Deux critères différents sont proposés pour enclencher l'examen des réglages existants de système de protection, afin de permettre une certaine flexibilité pour l'industrie.

La première option permet à l'entité d'adopter un intervalle de temps pour l'examen des réglages de *système de protection*, ce qui élimine le besoin d'établir une valeur de référence de courant de *défaut* et de comparer périodiquement les valeurs de courant de *défaut*. L'entité est libre de choisir un intervalle allant jusqu'à 6 années civiles pour réaliser les études de coordination des *systèmes de protection* pour les fonctions de protection à l'annexe A. L'intervalle de 6 années civiles représente un compromis entre d'une part la charge de travail requise pour les études, et d'autre part les impacts potentiels sur la fiabilité découlant du cumul des changements marginaux de courant de *défaut*.

La deuxième option consiste pour l'entité à vérifier périodiquement, à chaque jeu de barres auquel un *élément* du *BES* est raccordé, s'il existe un écart de 15 % ou plus entre le courant de *défaut* (triphasé ou phase-terre) et une valeur de référence établie pour les *systèmes de protection*. Les valeurs de référence de courant de *défaut* peuvent être tirées des études de court-circuit réalisées par les *planificateurs de réseau de transport*, les *coordonnateurs de la planification* ou les *propriétaires d'installation de transport*. L'entité choisit un intervalle d'au plus 6 années civiles à l'intérieur duquel les comparaisons de courants de *défaut* et les *études de coordination des systèmes de protection* devront être réalisées. L'intervalle de 6 années civiles représente un compromis entre d'une part la charge de travail requise pour les études, et d'autre part les impacts potentiels sur la fiabilité découlant du cumul des changements marginaux de courant de *défaut*.

Le cumul de ces changements marginaux pourrait nuire au fonctionnement des *systèmes de protection* en conditions de *défaut*. Un écart maximal de 15 % (entre la valeur courante de courant de *défaut* et la valeur de référence établie par l'entité) a été fixé en considérant les marges de réglage généralement acceptées pour les *systèmes de protection* dont la coordination ne serait pas sensible à des changements marginaux du courant de *défaut*. L'écart maximal de 15 % donne à l'entité la latitude voulue pour choisir un seuil de courant de *défaut* en fonction de ses principes de protection ou d'autres considérations opérationnelles. L'option qui consiste à comparer les courants de *défaut* oblige l'entité à établir d'abord une valeur de référence de courant de *défaut* qui servira de point de référence pour les études de courant de *défaut* futures. Les valeurs de courant de *défaut* qui entrent dans le calcul du pourcentage d'écart, qu'il s'agisse de *défauts* triphasés ou phase-terre, sont habituellement déterminées avec toutes les ressources de production en service et tous les *éléments* de transport du *BES* dans leur état de fonctionnement normal.

Comme l'indique la note de bas de page à l'option 2 de l'exigence E2, toute entité qui choisit initialement l'option 2 doit établir sa valeur de référence avant la date d'entrée en vigueur de cette norme de fiabilité. Si une valeur de référence initiale n'est pas établie à l'entrée en vigueur de la norme à cause du recours antérieur à une autre option ou de l'installation d'un nouvel *élément* du *BES*, l'entité

---

référence de courant de *défaut* peut aussi être établie au point de regroupement du *BES* (capacité totale supérieure à 75 MVA). Si une référence initiale n'a pas été établie à la date d'entrée en vigueur de la présente norme à cause du recours antérieur à une autre option ou de l'installation d'un nouvel *élément* du *BES*, l'entité peut établir la valeur de référence en procédant à une *étude de coordination des systèmes de protection*.

peut établir la valeur de référence après avoir réalisé une *étude de coordination des systèmes de protection*. Les valeurs de référence de courant de *défaut* peuvent être mises à jour ou établies lorsqu'une *étude de coordination des systèmes de protection* est réalisée. Les valeurs de référence à chaque jeu de barres auquel un *élément* du *BES* est raccordé sont mises à jour après toute nouvelle *étude de coordination des systèmes de protection* touchant le *système de protection* en cause. La note de bas de page indique aussi que les valeurs de référence de courant de *défaut* peuvent être établies au groupe de production pour les ressources de production du *BES*, au point de regroupement du *BES* pour les ressources de production décentralisées, ou encore au point commun de raccordement à 100 kV ou plus.

> **Exemple :** Avant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-027-1, une entité qui choisit l'option 2 de l'exigence E2 établit une valeur de référence initiale, par exemple 10 000 A au jeu de barres auquel est raccordé l'*élément* du *BES* à l'étude. Une étude de court-circuit effectuée le 1er mars 2024, par exemple, détermine que le courant de *défaut* a augmenté pour atteindre 11 250 A, soit un écart de 12,5 % ; une *étude de coordination des systèmes de protection* n'est donc pas exigée puisque l'augmentation est inférieure au seuil de 15 %. La valeur de référence pour la comparaison suivante (à effectuer au plus tard le 31 décembre 2030) demeure à 10 000 A puisqu'aucune étude n'a été requise par suite de la comparaison initiale. Au cours de l'intervalle de 6 ans suivant, la comparaison des courants de *défaut* indique que l'augmentation du courant de *défaut* atteint 11 500 A, soit un écart de 15 % ; une *étude de coordination des systèmes de protection* est donc exigée (et doit aussi être terminée au plus tard le 31 décembre 2030), et une nouvelle valeur de référence de 11 500 A sera établie.
>
> **Remarque :** Lors de la première étude de court-circuit de l'exemple ci-dessus, si l'entité décide de réaliser une *étude de coordination des systèmes de protection* alors que l'écart est de 12,5 % et que les résultats de cette étude indiquent que les réglages demeurent conformes au critère de l'entité, aucun changement de réglage n'est exigé et la ou les valeurs de référence de courant de *défaut* seront mises à jour.

Une troisième option offre à l'entité la flexibilité de combiner les deux premières méthodes. Par exemple, l'entité peut choisir l'examen périodique des *systèmes de protection* (option 1) selon un intervalle de 6 années civiles pour ses *installations* exploitées au-dessus de 300 kV, et opter pour la comparaison des courants de *défaut* (option 2) pour ses *installations* exploitées au-dessous de 300 kV.

Les fonctions de *système de protection* présentées à l'annexe A mesurent le courant alternatif pour le déclenchement des disjoncteurs, et la coordination de ces fonctions est sensible aux changements dans l'intensité du courant de court-circuit disponible. Ces fonctions sont visées par l'annexe A parce qu'elle remplissent les conditions suivantes : 1) les réglages de ces fonctions sont établis d'après les niveaux de courant de *défaut* disponible ; et 2) ces fonctions nécessitent une coordination avec d'autres *systèmes de protection*. Certaines fonctions qui ne répondent pas à ces deux conditions ne sont pas visées par l'annexe A, par exemple les relais de protection différentielle et les détecteurs de *défaut*. Les désignations numériques de l'annexe A représentent des fonctions génériques de la norme ANSI/IEEE C37.2, *Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations.*

Les paragraphes qui suivent présentent de plus amples explications sur les fonctions de *système de protection* à l'annexe A.

Un relais « 51 – Protection temporisée » raccordé à un transformateur de courant (TC) sur le neutre d'un transformateur élévateur de groupe de production, appelé « 51N – AC Inverse Time Earth

Overcurrent Relay (Neutral CT Method) » dans la norme ANSI/IEEE C37.2, doit être inclus dans une *étude de coordination des systèmes de protection*. Il en va de même pour les relais « 51 – Protection temporisée » raccordés à des TC sur les phases d'un autotransformateur pour la protection contre les courants de défaut traversants. Les fonctions de surintensité combinées à d'autres fonctions doivent être également étudiées ; par exemple une fonction de protection à temporisation fixe, qui correspond à une fonction « 50 – Protection instantanée » combinée à une fonction « 62 – Temporisation ».

Si les fonctions indiquées à l'annexe A sont combinées à d'autres fonctions, elles doivent être incluses dans une *étude de coordination des systèmes de protection* si le résultat de la combinaison nécessite une coordination avec d'autres *systèmes de protection*. Exemple : une fonction « 21 – Protection de distance » à temporisation, qui combine une fonction « 21 – Protection de distance » et une fonction « 62 – Temporisation ». Autre exemple : une fonction de protection à temporisation fixe, qui combine une fonction « 50 – Protection instantanée » et une fonction « 62 – Temporisation ». Une fonction « 50 – Protection instantanée » servant à superviser une fonction « 21 – Protection de distance » ne serait pas incluse dans *une étude de coordination des systèmes de protection*, car elle n'a pas besoin d'être coordonnée avec d'autres *systèmes de protection*.

L'examen des fonctions « 21 – Protection de distance » est limitée aux protections de distance de phase et de terre si la contribution du courant de défaut entre dans la détermination du réglage de la protection, ou à la protection de distance de terre si le couplage mutuel homopolaire entre dans la détermination du réglage. Si la contribution du courant de défaut n'entre <u>pas</u> dans la détermination du réglage, les fonctions « 21 – Protection de distance » ne sont <u>pas</u> incluses dans une *étude de coordination des systèmes de protection*, car la portée n'est pas sensible à des changements dans l'intensité du courant de court-circuit disponible. Si la contribution du courant de défaut entre dans la détermination de la portée, la coordination peut être sensible à des changements dans l'intensité du courant de court-circuit disponible. Deux exemples de cas où la contribution du courant de défaut peut entrer dans la détermination de la portée : la protection d'une ligne de transport ayant une longue dérivation, et celle d'une ligne de transport à trois terminaux. Les fonctions de distance de terre sont sensibles au couplage mutuel homopolaire. La mesure de distance de terre peut sembler supérieure ou inférieure à la distance réelle jusqu'au *défaut* en présence de couplage mutuel homopolaire. L'influence du couplage mutuel homopolaire varie avec l'intensité du courant de court-circuit disponible. Par conséquent, les fonctions « 21 – Protection de distance » doivent être incluses dans une *étude de coordination des systèmes de protection* si le couplage mutuel homopolaire entre dans la détermination du réglage.

La fonction « 67 – Protection directionnelle de surintensité » utilisée dans les *systèmes de protection* pour lignes de *transport* peut correspondre à une protection instantanée, à une protection temporisée, ou aux deux. Par exemple, dans un système de blocage par comparaison directionnelle (DCB) à liaison de communication, la fonction de protection instantanée est réglée pour obtenir une grande sensibilité. Lorsqu'un *défaut* monophasé à la terre survient dans une ligne de *transport*, ce défaut est détecté par plusieurs *systèmes de protection* associés à d'autres lignes de *transport*. Les signaux transmis par la liaison de communication empêchent les *systèmes de protection* des lignes de *transport* saines de fonctionner, assurant ainsi la coordination voulue. Une fonction « 67 – Protection directionnelle » utilisée dans un *système de protection* à portée étendue et à autorisation (POTT) reçoit un signal provenant de l'extrémité distante pour fonctionner, et ne nécessite donc pas de coordination avec d'autres *systèmes de protection*.

Les fonctions de protection instantanée ou temporisé pour une fonction « 67 – Protection directionnelle » sont utilisées dans un *système de protection* de lignes de *transport* sans liaison de communication. Comme aucune liaison de communication n'empêche le fonctionnement en cas de

défaut externe à la zone de protection du *système de protection*, une coordination est nécessaire avec d'autres *systèmes de protection* de jeux de barres, de transformateurs et d'autres lignes de *transport*. La fonction de protection instantanée doit être réglée de manière à ne pas agir au-delà de l'extrémité de la ligne de *transport*. La fonction de protection temporisée doit être réglée en coordination avec celle des autres *systèmes de protection*. Les changements dans l'intensité du courant de défaut disponible peuvent nuire à la coordination.

Exigence E3

Cette exigence se lit comme suit : « Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit utiliser le processus qu'il a établi selon l'exigence E1 pour établir et réviser des réglages de *systèmes de protection* d'*éléments* du *BES*. »

L'objectif de fiabilité de cette exigence est d'amener les entités visées à bien suivre le processus établi conformément à l'exigence E1. L'exécution de chacun des éléments du processus assurera une démarche uniforme pour établir les réglages adéquats des *systèmes de protection,* réduire le risque d'erreurs et favoriser le maintien d'une bonne coordination des *systèmes de protection*.

Justifications

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte sera transféré ci-après.

Justification de l'exigence E1

Une bonne coordination des *systèmes de protection* améliore la fiabilité du *BES* en permettant d'isoler adéquatement les équipements en *défaut*. Cela réduit le risque d'instabilité ou de *déclenchements en cascade* ; le reste du *BES* demeure opérationnel et plus robuste pour affronter la *contingence* suivante. Lorsqu'un *défaut* se produit, des *systèmes de protection* bien coordonnés réduisent au minimum le nombre d'*éléments* du *BES* mis hors service et protègent les équipements contre les dommages. L'objectif déclaré de la présente norme est de « maintenir la coordination des *systèmes de protection* qui servent à détecter et à isoler les *défauts* dans les *éléments* du *système de production-transport d'électricité* (*BES*), afin que ces systèmes fonctionnent selon la séquence prévue en cas de *défaut* ». L'exigence E1 répond à cette intention en demandant aux entités responsables d'établir un processus qui, lorsqu'il est suivi, fera en sorte que leurs *systèmes de protection* fonctionneront selon la séquence prévue lors d'un défaut. Les alinéas 1.1 à 1.3 de l'exigence E1 présentent les éléments-clés du processus d'établissement des réglages de *système de protection*.

Alinéa 1.1 – Le fait d'examiner et de mettre à jour les données de modèle de court-circuit utilisées pour établir et réviser les réglages des *systèmes de protection* aide à ce que ces réglages soient établis à partir d'une information exacte et à jour. Les *propriétaires d'installation de production* et les *distributeurs* peuvent ne pas avoir ou tenir à jour des modèles de court-circuit ; ces entités se procurent alors les données de modèle de court-circuit auprès des *planificateurs de réseau de transport*, des *coordonnateurs de la planification* ou des *propriétaires d'installation de transport*.

Alinéa 1.2 – Un examen des réglages de système de protection établis réduit le risque d'erreur humaine et permet de vérifier que ces réglages respectent les critères techniques de l'entité. Les examens par des pairs, les programmes de vérification automatisés et les procédures d'examen établies par les entités sont des exemples de telles examens.

Alinéa 1.3 – La coordination des *systèmes de protection* concernant des *éléments* du *BES* qui raccordent électriquement des *installations* appartenant à des entités fonctionnelles différentes (*propriétaires d'installation de transport*, *propriétaires d'installation de production* et *distributeurs*) est essentielle à la fiabilité du *BES*. La communication et l'examen par les entités concernées des réglages proposés sont essentielles pour déceler d'éventuels problèmes de coordination et pour corriger ceux-ci avant la mise en œuvre de tout changement proposé aux *systèmes de protection*.

Dans la norme PRC-001-1.1(ii), l'exclusion des ressources de production décentralisées à l'alinéa E3.1 de l'exigence E3 vise uniquement les raccordements entre différentes entités fonctionnelles. Cette exclusion concerne donc uniquement l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 de la norme PRC-027-1. Étant donné les caractéristiques des sites de production décentralisée, les *systèmes de protection* individuels des ressources de production décentralisées ne sont pas des *installations* raccordées électriquement appartenant à des entités fonctionnelles différentes selon l'alinéa 1.3 de l'exigence E1, et ils ne sont pas raccordés par des *éléments* du *BES*. C'est pourquoi l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 ne s'applique pas aux *systèmes de protection* individuels des ressources de production décentralisées ; cet alinéa vise uniquement les *systèmes de protection* concernant des *éléments* du *BES* qui raccordent électriquement des *installations* appartenant à des entités fonctionnelles différentes.

Des circonstances imprévisibles pourraient nécessiter des changements immédiats aux réglages de *système de protection*. L'alinéa 1.3.4 de l'exigence E1 demande aux propriétaires de spécifier dans leur processus l'obligation de communiquer après le fait les changements de réglages non planifiés aux autres propriétaires d'*installations* raccordées électriquement.

Remarque : Dans les cas où un seul groupe de relais de protection centralise la coordination pour différentes entités fonctionnelles au sein d'une organisation, les activités de communication de l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 peuvent être attestées par une documentation interne.

Justification de l'exigence E2

À la longue, des changements marginaux dans la valeur du courant de *défaut* peuvent s'accumuler au point de perturber la coordination des fonctions de *système de protection* qui réagissent au courant de *défaut*. Afin de réduire ce risque au minimum, l'exigence E2 demande aux *propriétaires d'installation de transport*, aux *propriétaires d'installation de production* et aux *distributeurs* de réaliser périodiquement, pour les fonctions de *système de protection* indiquées à l'annexe A, 1) des *études de coordination des systèmes de protection*, 2) des réévaluations des valeurs de courant de *défaut* disponible, ou les deux. Les désignations numériques de l'annexe A représentent des fonctions génériques de la norme ANSI/IEEE C37.2, *Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*.

L'exigence E2 offre aux entités diverses options pour évaluer l'état de la coordination de leurs *systèmes de protection*.

L'option 1 propose une méthode axée sur un intervalle de temps. L'entité peut choisir de réaliser, au moins une fois toutes les 6 années civiles, une *étude de coordination des systèmes de protection* pour chacune de ses fonctions de *système de protection* indiquées à l'annexe A. L'intervalle de 6 années civiles représente un compromis entre d'une part la charge de travail requise pour les études, et d'autre part les impacts potentiels sur la fiabilité découlant du cumul des changements marginaux de courant de *défaut*.

L'option 2 propose une méthode axée sur le courant de *défaut*. Si l'on choisit initialement l'option 2, on doit établir la ou les valeurs de référence de courant de *défaut* avant la date d'entrée en vigueur de cette norme de fiabilité. Une valeur de référence peut être établie lorsqu'un nouvel *élément* du *BES* est installé ou après qu'une étude de coordination des *systèmes de protection* a été réalisée. La ou les valeurs de référence serviront de valeurs-témoins pour les comparaisons ultérieures de courants de *défaut*. On peut obtenir les valeurs de référence de courant de *défaut* à partir des études de court-circuit réalisées par les *planificateurs de réseau de transport*, les *coordonnateurs de la planification* ou *les propriétaires d'installation de transport*. Dans un intervalle d'au plus 6 années civiles suivant la date d'entrée en vigueur de la présente norme, l'entité doit procéder à une comparaison de courants de *défaut*. Si cette comparaison indique un écart de moins de 15 %, aucune action n'est requise pour l'intervalle de 6 ans ; par contre, si l'écart est de 15 % ou plus pour les valeurs de courant de *défaut* (triphasé ou phase-terre) à chaque jeu de barres auquel l'*élément* du *BES* est raccordé, l'entité devra réaliser une *étude de coordination des systèmes de protection* au cours du même intervalle de 6 ans. La ou les valeurs de référence de courant de *défaut* seront mises à jour à chaque nouvelle *étude de coordination des systèmes de protection*. Les changements dans le courant de *défaut* qui ne découlent pas des modifications du *BES* sont habituellement faibles et se développent graduellement avec le temps. Le cumul de ces changements marginaux pourrait rendre les fonctions de *système de protection* (indiquées à l'annexe A de la présente norme) moins performantes en conditions de *défaut*. Un seuil d'écart de courant de défaut de 15 % (par rapport à la valeur de référence établie) et un intervalle de temps d'au plus 6 années civiles ont été choisis pour ces évaluations. Ces paramètres donnent à l'entité

la latitude voulue pour choisir un seuil de courant de *défaut* et un intervalle de temps en fonction de ses principes de protection, de son calendrier de maintenance des *systèmes de protection* ou de toute autre considération opérationnelle, sans créer de risque pour la fiabilité. (Voir la section *Information complémentaire* pour plus de détails.)

La note de bas de page de l'option 2 indique qu'une entité peut passer de l'option temporelle à l'option axée sur le courant de *défaut* pour les *éléments* du *BES* existants, ainsi que pour établir des valeurs de référence pour les nouveaux *éléments* du *BES*, en réalisant des *études de coordination des systèmes de protection*. La note de bas de page indique aussi que les valeurs de référence de courant de *défaut* peuvent être établies au groupe de production pour les ressources de production du *BES*, au point de regroupement du *BES* pour les ressources de production décentralisées, ou encore au point commun de raccordement à 100 kV ou plus. Dans le cas des ressources de production décentralisées, la valeur de référence de courant de *défaut* peut aussi être établie au point de regroupement du *BES* (capacité totale supérieure à 75 MVA).

L'option 3 offre à l'entité la possibilité d'utiliser à la fois la méthode temporelle et la méthode axée sur le courant de défaut. Par exemple, l'entité peut choisir la méthode temporelle pour les *systèmes de protection* de ses *installations* plus critiques, et la méthode axée sur le courant de *défaut* pour les *systèmes de protection* des autres *installations*.

Justification de l'exigence E3

Avec la mise en œuvre du processus prescrit à l'exigence E1 pour établir et réviser les réglages de *système de protection*, ceux-ci seront établis selon une démarche méthodique et le potentiel d'erreurs sera réduit au minimum.

Annexe PRC-027-1-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-027-1 —Coordination des systèmes de protection pendant les défauts

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière

2. Numéro : Aucune disposition particulière

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

4.2. Installations

La présente norme s'applique aux s*ystèmes de protection* qui servent à détecter et à isoler les *défauts* dans les *éléments* du *réseau de transport principal (RTP)*.

5. Date d'entrée en vigueur au Québec :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 1er septembre 2022

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 1 er septembre 2022

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er octobre 2024

B. Exigences et mesures

Toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BE*S » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité à la norme de fiabilité visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Programme de surveillance et de mise en application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BE*S » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Annexe A

Aucune disposition particulière

Information complémentaire

Toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « r*éseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

Justifications

Toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « r*éseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1er septembre 2022	Nouvelle annexe en suivi de décision D-2022-108.	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : Surveillance des perturbations et production des données pour les sources d'énergie raccordées au moyen d'onduleurs

2. Numéro : PRC-028-1

3. Objet : Obtenir des données adéquates des *sources d'énergie raccordées au moyen d'onduleurs* (*SERMO*) afin d'évaluer le comportement de tenue de celles-ci aux *perturbations* du *réseau* et de fournir des données servant à valider la modélisation de ces ressources.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1. *Propriétaire d'installation de production*

4.2. Installations :

4.2.1. *SERMO* faisant partie du *système de production-transport d'électricité* (*BES*).

4.2.2. *SERMO* hors *BES* qui ont une puissance nominale combinée égale ou supérieure à 20 MVA, ou qui contribuent à fournir une telle puissance, et qui sont raccordées par un dispositif conçu principalement pour injecter cette production à un point de raccordement commun à une tension égale ou supérieure à 60 kV.

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir les données d'enregistrement chronologique des événements (ECE) indiquées pour les *éléments* suivants qu'il détient :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

1.1. disjoncteurs associés aux transformateurs de puissance principaux[1], jeux de barres collectrices, inductances shunt statiques et dynamiques et convertisseurs CA-CC et CC-CA, le cas échéant (dans le cas d'un réseau à courant continu à haute tension à convertisseurs en source de tension [réseau CCHT-VSC] qui est directement raccordé à la *SERMO*) – la position (ouvert ou fermé) des disjoncteurs ;

1.2. groupes de *SERMO*[2] (ci-après appelés « groupes *SERMO* ») dont la mise en service commercial[3] est fixée après la date d'entrée en vigueur de la présente norme – les

1. Aux fins de la présente norme, le terme « transformateur de puissance principal » désigne le transformateur de puissance qui élève la tension du réseau collecteur d'une *SERMO* jusqu'à la tension nominale du réseau de transport ou de raccordement. Dans le cas d'un réseau CCHT-VSC directement raccordé à une *SERMO*, un transformateur isolant le convertisseur CC-CA du réseau de transport est également considéré comme un « transformateur de puissance principal ».
2. Le groupe *SERMO* inclut l'onduleur, le convertisseur, l'alternateur de turbine éolienne et le convertisseur à courant continu à haute tension reliant la ressource de production au réseau de *transport* à courant alternatif.
3. Une installation est considérée comme en « service commercial » lorsqu'elle a obtenu toutes les approbations requises pour son exploitation, après la réussite des essais de démarrage initiaux.

données suivantes doivent être enregistrées dès l'activation du mode de tenue ou le déclenchement d'un groupe *SERMO* :

1.2.1. tous les codes de défaut ;

1.2.2. toutes les alarmes de défaut ;

1.2.3. l'état du mode de tenue en surtension et en sous-tension ;

1.2.4. l'état du mode de tenue en surfréquence et en sous-fréquence.

1.3. groupes *SERMO* dont la mise en service commercial est fixée avant la date d'entrée en vigueur de la présente norme – les données suivantes doivent être enregistrées, dans la mesure du possible, dès l'activation du mode de tenue ou le déclenchement d'un groupe *SERMO* :

1.3.1. tous les codes de défaut ;

1.3.2. toutes les alarmes de défaut ;

1.3.3. l'état du mode de tenue en surtension et en sous-tension ;

1.3.4. l'état du mode de tenue en surfréquence et en sous-fréquence.

M1. Le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant l'enregistrement des données prescrites à l'exigence E1. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des données réellement enregistrées ; 2) des documents décrivant les interconnexions et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; ou 3) des dessins de poste ou d'équipement. Les pièces justificatives attestant la capacité d'un groupe *SERMO* à enregistrer les codes de défaut, les alarmes ou l'état du mode de tenue peuvent comprendre notamment : 1) les caractéristiques de l'équipement ; 2) une lettre du fabricant de l'équipement ; ou 3) des documents décrivant l'absence de capacité d'enregistrement.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir des données d'enregistrement des défauts (ED) permettant de déterminer les grandeurs électriques suivantes pour les *éléments* qu'il détient :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

2.1. les données ED pour le côté haute tension des transformateurs de puissance principaux :

2.1.1. la tension phase-neutre pour chaque phase ;

2.1.2. chaque courant de phase et le courant de neutre ou résiduel ;

2.1.3. la *puissance active* et la *puissance réactive* enregistrées en valeurs triphasées ;

2.2. les données ED pour les disjoncteurs d'artère de réseau collecteur :

2.2.1. la tension phase-neutre pour chaque phase ;

2.2.2. chaque courant de phase et le courant de neutre ou résiduel ;

2.2.3. la *puissance active* et la *puissance réactive* enregistrées en valeurs triphasées.

2.3. les données ED pour les inductances shunt dynamiques :

2.3.1. la tension phase-neutre pour chaque phase ;

2.3.2. chaque courant de phase et le courant de neutre ou résiduel ;

2.3.3. la *puissance réactive* produite enregistrée en valeurs triphasées.

M2. Le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant qu'il dispose de données ED suffisantes pour déterminer les grandeurs électriques prescrites à l'exigence E2. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des données réellement enregistrées ou déduites ; 2) des documents décrivant les caractéristiques et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; ou 3) des dessins de poste ou d'équipement.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit, pour les données ED prescrites à l'exigence E2, respecter les critères suivants :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

3.1. données ED pour le côté haute tension des transformateurs de puissance principaux :

3.1.1. un seul ou plusieurs enregistrements qui comprennent une longueur d'enregistrement d'au moins deux cycles avant le déclenchement et une longueur totale d'enregistrement d'au moins deux secondes pour un même point de déclenchement ;

3.1.2. une fréquence d'enregistrement d'au moins 64 points par cycle ;

3.1.3. un déclenchement de l'enregistrement pour au moins les événements suivants :

3.1.3.1. surintensité dans le neutre (courant résiduel) ;

3.1.3.2. surtension ou sous-tension sur une phase CA ;

3.1.3.3. surfréquence ou sous-fréquence ;

3.2. données ED pour les disjoncteurs d'artère de réseau collecteur :

3.2.1. un seul ou plusieurs enregistrements qui comprennent une longueur d'enregistrement d'au moins deux cycles avant le déclenchement et une longueur totale d'enregistrement d'au moins deux secondes pour un même point de déclenchement ;

3.2.2. une fréquence d'enregistrement d'au moins 64 points par cycle ;

3.2.3. un déclenchement de l'enregistrement pour au moins les événements suivants :

3.2.3.1. surintensité dans le neutre (courant résiduel), s'il y a lieu ;

3.2.3.2. surtension ou sous-tension sur une phase CA ;

3.2.3.3. surfréquence ou sous-fréquence ;

3.3. données ED pour les inductances shunt dynamiques :

3.3.1. un seul ou plusieurs enregistrements qui comprennent une longueur d'enregistrement d'au moins deux cycles avant le déclenchement et une longueur totale d'enregistrement d'au moins deux secondes pour un même point de déclenchement ;

3.3.2. une fréquence d'enregistrement d'au moins 64 points par cycle ;

3.3.3. un déclenchement de l'enregistrement pour au moins les événements suivants :

3.3.3.1. surintensité dans le neutre (courant résiduel) ;

3.3.3.2. surtension ou sous-tension sur une phase CA.

M3. Le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant que les données ED sont conformes à l'exigence E3. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des données réellement enregistrées ou déduites ; ou 2) des documents décrivant les caractéristiques, la configuration ou les réglages de l'équipement.

E4. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir une capacité d'enregistrement et de stockage en continu des données d'enregistrement des perturbations dynamiques (EPD) permettant de déterminer les grandeurs électriques suivantes pour chacun des transformateurs de puissance principaux qu'il détient :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

4.1. une tension phase-neutre ou de composante directe du côté haute tension du ou des transformateurs de puissance principaux ;

4.2. le courant de phase correspondant à la tension phase-neutre de l'alinéa 4.1 de l'exigence E4 ou le courant de composante directe ;

4.3. les flux de *puissance active* et de *puissance réactive* triphasés correspondant à chacun des transformateurs de puissance principaux pour lesquels des mesures de courant sont exigées ;

4.4. la fréquence de toute tension spécifiée à l'alinéa 4.1 de l'exigence E4.

M4. Le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant l'enregistrement et le stockage en continu de données EPD permettant de déterminer les grandeurs électriques prescrites à l'exigence E4. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des données réellement enregistrées ou déduites ; 2) des documents décrivant les caractéristiques et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; ou 3) des dessins de poste.

E5. Chaque *propriétaire d'installation de production* tenu d'avoir des données EPD pour les grandeurs électriques énumérées à l'exigence E4 doit faire en sorte que ces données respectent les critères suivants :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

5.1. une fréquence d'échantillonnage d'au moins 960 points par seconde ;

5.2. une fréquence d'enregistrement des grandeurs électriques d'au moins 60 points par seconde.

M5. Le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant que les données EPD sont conformes à l'exigence E5. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques, la configuration ou les réglages de l'équipement (alinéas 5.1 et 5.2 de l'exigence E5) ; ou 2) des données réellement enregistrées (alinéa 5.2 de l'exigence E5).

E6. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit synchroniser toutes les données ECE, ED et EPD, conformément aux critères suivants :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

6.1. synchronisation avec le temps universel coordonné (UTC), avec ou sans décalage de l'heure locale ;

6.2. précision de ±100 ms pour la synchronisation d'horloge du groupe *SERMO* par rapport à l'UTC et de ±1 ms pour la synchronisation d'horloge de tout autre équipement par rapport à l'UTC.

M6. Le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant la synchronisation décrite à l'exigence E6. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques, la configuration ou les réglages de l'équipement ; 2) une indication ou un état de synchronisation ; ou 3) des dessins de poste.

E7. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir toutes les données ECE, ED et EPD demandées à son *planificateur de réseau de transport*, *coordonnateur de la planification*, *exploitant de réseau de transport*, *responsable de l'équilibrage*, *coordonnateur de la fiabilité* ou *entité régionale*, ou à la NERC, selon les modalités suivantes :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

7.1. Les données doivent être conservées pendant une période de 20 jours civils, à l'inclusion du jour de leur enregistrement.

7.2. Les données visées par l'alinéa 7.1 doivent être fournies dans un délai de 15 jours civils suivant la demande, sauf si le demandeur consent à un délai plus long.

7.3. Les données ECE doivent être fournies au format CSV (valeurs séparées par des virgules) avec encodage ASCII[4], selon les indications de l'annexe 1.

7.4. Les données ED doivent être fournies au format CSV avec les en-têtes appropriés ou sous forme de fichiers électroniques au format de la norme C37.111, *IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE)*, révision C37.111-1999 ou plus récente.

7.5. Les données EPD doivent être fournies au format CSV avec les en-têtes appropriés ou sous forme de fichiers électroniques au format de la norme C37.111, *IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE)*, révision C37.111-1999 ou plus récente.

7.6. Les noms de fichier de données doivent respecter la norme C37.232, *IEEE Standard for Common Format for Naming Time Sequence Data Files (COMNAME)*, révision C37.232-2011 ou plus récente.

4 American Standard Code for Information Interchange

M7. Le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant que les données ont été transmises sur demande conformément à l'exigence E7. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des données réellement enregistrées ; 2) des transmissions datées de fichiers formatés à l'entité demandeuse ; ou 3) des documents décrivant la capacité de stockage de données, les caractéristiques, la configuration ou les réglages de l'équipement.

E8. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit, suivant la découverte d'une perte de capacité d'enregistrement de données ECE, ED ou EPD :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

- rétablir la capacité d'enregistrement dans les 90 jours civils ; ou
- soumettre un *plan d'actions correctives* à l'*entité régionale* dans un délai de 90 jours civils, puis mettre en œuvre ce plan dans les délais qui y sont prévus.

M8. Le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives datées (en format papier ou électronique) attestant sa conformité avec l'exigence E8. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des constats de défaillance datés ; 2) une documentation indiquant la date de rétablissement de l'enregistrement des données ; 3) des enregistrements SCADA ; ou 4) une transmission datée d'un *plan d'actions correctives* à l'*entité régionale* et une ou des pièces justificatives attestant la mise en œuvre de ce plan.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité : Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* obligatoires et exécutoires dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives :

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête :

- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver les pièces justificatives attestant la conformité avec les exigences E1 à E8 pendant trois années civiles.
- Si un *propriétaire d'installation de production* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

- Le *CEA* doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes : Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la *norme de fiabilité*.

Niveaux de gravité des non-conformités (VSL)

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Le *propriétaire d'installation de production* a des données ECE pour plus de 80 % et moins de 100 % des disjoncteurs visés par l'exigence E1.	Le *propriétaire d'installation de production* a des données ECE pour plus de 70 % et au plus 80 % des disjoncteurs visés par l'exigence E1.	Le *propriétaire d'installation de production* a des données ECE pour plus de 60 % et au plus 70 % des disjoncteurs visés par l'exigence E1.	Le *propriétaire d'installation de production* a des données ECE pour au plus 60 % des disjoncteurs visés par l'exigence E1.
E2	Le *propriétaire d'installation de production* a des données ED permettant de déterminer plus de 80 % et moins de 100 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'*éléments* à surveiller selon l'exigence E2 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 2.1 à 2.3).	Le *propriétaire d'installation de production* a des données ED permettant de déterminer plus de 70 % et au plus 80 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'*éléments* à surveiller selon l'exigence E2 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 2.1 à 2.3).	Le *propriétaire d'installation de production* a des données ED permettant de déterminer plus de 60 % et au plus 70 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'*éléments* à surveiller selon l'exigence E2 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 2.1 à 2.3).	Le *propriétaire d'installation de production* a des données ED permettant de déterminer au plus 60 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'*éléments* à surveiller selon l'exigence E2 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 2.1 à 2.3).
E3	Le *propriétaire d'installation de production* a des données ED qui respectent plus de 80 % et moins de 100 % du total des paramètres d'enregistrement de l'exigence E3.	Le *propriétaire d'installation de production* a des données ED qui respectent plus de 70 % et au plus 80 % du total des paramètres d'enregistrement de l'exigence E3.	Le *propriétaire d'installation de production* a des données ED qui respectent plus de 60 % et au plus 70 % du total des paramètres d'enregistrement de l'exigence E3.	Le *propriétaire d'installation de production* a des données ED qui respectent au plus 60 % du total des paramètres d'enregistrement de l'exigence E3.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4	Le *propriétaire d'installation de production* a des données EPD permettant de déterminer plus de 80 % et moins de 100 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'*éléments* à surveiller selon l'exigence E4 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 4.1 à 4.4).	Le *propriétaire d'installation de production* a des données EPD permettant de déterminer plus de 70 % et au plus 80 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'*éléments* à surveiller selon l'exigence E4 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 4.1 à 4.4).	Le *propriétaire d'installation de production* a des données EPD permettant de déterminer plus de 60 % et au plus 70 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'*éléments* à surveiller selon l'exigence E4 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 4.1 à 4.4).	Le *propriétaire d'installation de production* a des données EPD permettant de déterminer au plus 60 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'*éléments* à surveiller selon l'exigence E4 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 4.1 à 4.4).
E5	Le *propriétaire d'installation de production* a des données EPD qui respectent plus de 80 % et moins de 100 % du total des paramètres d'enregistrement de l'exigence E5.	Le *propriétaire d'installation de production* a des données EPD qui respectent plus de 70 % et au plus 80 % du total des paramètres d'enregistrement de l'exigence E5.	Le *propriétaire d'installation de production* a des données EPD qui respectent plus de 60 % et au plus 70 % du total des paramètres d'enregistrement de l'exigence E5.	Le *propriétaire d'installation de production* a des données EPD qui respectent au plus 60 % du total des paramètres d'enregistrement de l'exigence E5.
E6	Le *propriétaire d'installation de production* a des données ECE, ED et EPD synchronisées selon les alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6 pour plus de 90 % et moins de 100 % des *éléments*.	Le *propriétaire d'installation de production* a des données ECE, ED et EPD synchronisées selon les alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6 pour plus de 80 % et au plus 90 % des *éléments*.	Le *propriétaire d'installation de production* a des données ECE, ED et EPD synchronisées selon les alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6 pour plus de 70 % et au plus 80 % des *éléments*.	Le *propriétaire d'installation de production* a des données ECE, ED et EPD synchronisées selon les alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6 pour au plus 70 % des *éléments*.
E7	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni plus de 90 % et moins de 100 % des données demandées en vertu de l'exigence E7. OU	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni plus de 80 % et au plus 90 % des données demandées en vertu de l'exigence E7. OU	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni plus de 70 % et au plus 80 % des données demandées en vertu de l'exigence E7. OU	Le *propriétaire d'installation de production* a omis de fournir au plus 70 % des données demandées en vertu de l'exigence E7. OU

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	**VSL modéré**	**VSL élevé**	**VSL critique**
	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni les données demandées en vertu de l'alinéa 7.2 de l'exigence E7 avec un retard de 1 à 10 jours civils. OU Plus de 90 % et moins de 100 % des données fournies par le *propriétaire d'installation de production* respectent les critères de format des alinéas 7.3 à 7.6 de l'exigence E7.	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni les données demandées en vertu de l'alinéa 7.2 de l'exigence E7 avec un retard de 11 à 20 jours civils. OU Plus de 80 % et au plus 90 % des données fournies par le *propriétaire d'installation de production* respectent les critères de format des alinéas 7.3 à 7.6 de l'exigence E7.	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni les données demandées en vertu de l'alinéa 7.2 de l'exigence E7 avec un retard de 21 à 30 jours civils. OU Plus de 70 % et au plus 80 % des données fournies par le *propriétaire d'installation de production* respectent les critères de format des alinéas 7.3 à 7.6 de l'exigence E7.	Le *propriétaire d'installation de production* a fourni les données demandées en vertu de l'alinéa 7.2 de l'exigence E7 avec un retard de plus de 30 jours civils. OU Au plus 70 % des données fournies par le *propriétaire d'installation de production* respectent les critères de format des alinéas 7.3 à 7.6 de l'exigence E7.
E8	Après la découverte de la perte de capacité d'enregistrement, le *propriétaire d'installation de production* n'a pu rétablir cette capacité dans les 90 jours civils et a soumis un *plan d'actions correctives* à l'*entité régionale* selon l'exigence E8 dans un délai de plus de 90 jours civils et d'au plus 100 jours civils.	Après la découverte de la perte de capacité d'enregistrement, le *propriétaire d'installation de production* n'a pu rétablir cette capacité dans les 90 jours civils et a soumis un *plan d'actions correctives* à l'*entité régionale* selon l'exigence E8 dans un délai de plus de 100 jours civils et d'au plus 110 jours civils.	Après la découverte de la perte de capacité d'enregistrement, le *propriétaire d'installation de production* n'a pu rétablir cette capacité dans les 90 jours civils et a soumis un *plan d'actions correctives* à l'*entité régionale* selon l'exigence E8 dans un délai de plus de 110 jours civils et d'au plus 120 jours civils. OU Le *propriétaire d'installation de production* a soumis un *plan d'actions correctives* à l'*entité régionale* selon l'exigence E8, mais ne l'a pas mis en œuvre.	Après la découverte de la perte de capacité d'enregistrement, le *propriétaire d'installation de production* n'a pu rétablir cette capacité dans les 90 jours civils et a soumis un *plan d'actions correctives* à l'*entité régionale* selon l'exigence E8 dans un délai de plus de 120 jours civils. OU Le *propriétaire d'installation de production* n'a pas rétabli la capacité d'enregistrement dans un délai de 90 jours civils et n'a pas soumis de *plan d'actions correctives* à l'*entité régionale* selon l'exigence E8.

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Plan de mise en œuvre de la *norme de fiabilité* PRC-028-1 de la NERC

Justification technique de la *norme de fiabilité* PRC-028-1 de la NERC

G. Références

IEEE C37.111 – IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems.

IEEE C37.232-2011 – IEEE Standard for Common Format for Naming Time Sequence Data Files (COMNAME). Norme publiée le 9 novembre 2011 par l'IEEE.

IEEE 2800-2022 – IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems.

Multiple Solar PV Disturbances in CAISO – Joint NERC and WECC Staff Report, avril 2022.

Norme de fiabilité PRC-002-5 de la NERC

Odessa Disturbance – Texas Events: May 9, 2021 and June 26, 2021 – Joint NERC and Texas RE Event Report, septembre 2021.

Odessa Disturbance – Texas Event: June 4, 2022 – Joint NERC and Texas RE Event Report, décembre 2022.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	8 octobre 2024	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouvelle norme

Annexe 1

Format des données d'enregistrement chronologique des événements (ECE)
(alinéa 7.3 de l'exigence E7)

Date, Heure, Code d'heure locale, Nom de l'installation, Appareil[5], Position[6]

08/27/23, 23:58:57.110, -5, Centrale 1, Disjoncteur 1, Fermé

08/27/23, 23:58:57.082, -5, Centrale 2, Disjoncteur 2, Fermé

08/27/23, 23:58:57.217, -5, Centrale 1, Groupe *SERMO* 1, Mode de tenue en sous-tension

08/27/23, 23:58:57.214, -5, Centrale 2, Groupe *SERMO* 2, Déclenchement sur surintensité de courant continu

5. Le nom d'appareil peut être le nom spécifique d'un disjoncteur ou d'un groupe *SERMO*, selon le cas.
6. L'état du disjoncteur ou toute autre expression comme « déclenchement », « déclenchement-verrouillage » ou « réenclenchement » sont aussi acceptables. Dans le cas de données provenant de groupes *SERMO*, les codes de défaut, les alarmes, le changement d'état de fonctionnement ou autres sont également acceptables.

Annexe PRC-028-1-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme

PRC-028-1 – Surveillance des perturbations et production des données pour les sources d'énergie raccordées au moyen d'onduleurs

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité : Dans l'application de cette norme, toute référence au terme « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

4.1. Entités fonctionnelles :

Aucune disposition particulière.

4.2. Installations :

4.2.1 *SERMO* faisant partie du *RTP*.

4.2.2 *SERMO* hors *RTP* qui ont une puissance nominale combinée égale ou supérieure à 50 MVA, ou qui contribuent à fournir une telle puissance, et qui sont raccordées par un dispositif conçu principalement pour injecter cette production à un point de raccordement commun à une tension égale ou supérieure à 44 kV.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1.	Adoption de la norme par la Régie de l'énergie :	10 février 2026
5.2.	Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie :	10 février 2026
5.3.	Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec :	1er juillet 2026

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
SERMO* faisant partie du *RTP		
E1 à E7	*SERMO RTP* dont la mise en service commercial[1] est fixée à la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-028-1 ou avant celle-ci, les entités visées doivent se conformer à : • 50% de leurs installations *SERMO RTP* • 100*% de leurs installations SERMO RTP* • Les entités visées tenues de surveiller une seule *source d'énergie raccordée au moyen d'onduleurs RTP* doivent se conformer à 100% de leurs installations *SERMO RTP*	• Trois (3) ans civils suivant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-028-1 • Cinq (5) ans civils suivant l'adoption de la norme PRC-028-1 par la Régie • Trois (3) ans civils suivant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-028-1
	SERMO RTP dont la mise en service commercial est fixée après la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-028-1	15 mois civils suivant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-028-1 ou la date de mise en service commercial, selon la plus tardive de ces deux dates.
E8	Les entités visées doivent se conformer	Au plus tard neuf (9) mois après la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-028-1
SERMO* hors *RTP		
E1 à E7	*SERMO* hors *RTP* dont la mise en service commercial est fixée dans les 15 mois suivant l'adoption de la norme par la Régie , les entités visées doivent se conformer à 100% de leurs installations *SERMO* hors *RTP*	Cinq (5) ans civils suivant l'adoption de la norme PRC-028-1 par la Régie

[1] Une installation est considérée comme en « service commercial » lorsqu'elle a obtenu toutes les approbations requises pour son exploitation, après la réussite des essais de démarrage initiaux.

	SERMO hors *RTP* dont la mise en service commercial est fixée après les 15 mois suivant l'adoption de la norme par la Régie	15 mois civils suivant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-028-1 ou la date de mise en service commercial, selon la plus tardive de ces deux dates.
E8	Les entités visées doivent se conformer	Au plus tard deux (2) ans civils suivant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-028-1

Processus pour demander une prolongation des délais de conformité

Chaque *GO* possédant une ou plusieurs *sources d'énergie raccordées au moyen d'onduleurs* en exploitation commerciale avant la date d'entrée en vigueur de la norme de fiabilité PRC-028-1 peut demander une prolongation des délais de conformité mentionnés ci-dessus si des circonstances échappant à son contrôle empêchent l'installation d'un *équipement de surveillance des perturbations* sur une ou plusieurs de ses *sources d'énergie raccordées au moyen d'onduleurs.*

Pour demander une prolongation, l'entité doit élaborer et soumettre à son *responsable des mesures pour assurer la conformité* une demande contenant au minimum les informations suivantes :

1. Identification de la ou des *sources d'énergie raccordées au moyen d'onduleurs* pour laquelle ou lesquelles l'entité demande une prolongation;
2. Un plan d'installation de l'*équipement de surveillance des perturbations* ainsi qu'un calendrier de réalisation;
3. Une description des circonstances empêchant l'installation en temps voulu de *l'équipement de surveillance des perturbations* et expliquant en quoi ces circonstances échappent au contrôle de l'entité;
4. Toute autre information que l'entité juge pertinente pour l'examen de sa demande par le *responsable des mesures pour assurer la conformité*.

Les circonstances échappant au contrôle de l'entité peuvent inclure des délais dans la chaîne d'approvisionnement liés à l'achat, l'ingénierie, l'installation ou la mise en service de l'équipement de surveillance des perturbations, l'impossibilité d'obtenir des arrêts planifiés, ou d'autres circonstances exceptionnelles échappant au contrôle de l'entité.

L'entité doit fournir toute information demandée par le *responsable des mesures pour assurer la conformité* afin de valider les renseignements fournis ci-dessus, y compris toute information précisée par le *responsable des mesures pour assurer la conformité* dans un document de processus. Si la demande de prolongation est acceptée, l'entité visée doit mettre en œuvre le plan conformément au calendrier fixé. Si un délai supplémentaire est nécessaire, l'entité visée doit soumettre sa demande mise à jour au *responsable des mesures pour assurer la conformité*.

Les demandes doivent être soumises dès que l'entité visée identifie des circonstances empêchant la mise en œuvre en temps voulu de la norme de fiabilité PRC-028-1, mais au plus tard trois mois avant la date de mise en conformité pour laquelle l'entité visée demande une prolongation.

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Interprétations

Aucune disposition particulière.

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

G. Références

Aucune disposition particulière.

PRC-028 - Annexe 1

Aucune disposition particulière.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	10 février 2026	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2026-010.	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Opérations de transport**

2. Numéro : **TOP-001-6**

3. Objet : Prévenir les instabilités, séparations non commandées ou *déclenchements en cascade* ayant un effet négatif sur la fiabilité de l'*Interconnexion*, en faisant en sorte que des mesures soient prises rapidement pour empêcher ou atténuer de tels événements.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1. *Responsable de l'équilibrage*

4.1.2. *Exploitant de réseau de transport*

4.1.3. *Exploitant d'installation de production*

4.1.4. *Distributeur*

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit veiller à maintenir la fiabilité de sa *zone d'exploitant de réseau de transport* en agissant directement ou en donnant des *instructions d'exploitation.*
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M1. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter des pièces justificatives attestant qu'il a veillé à maintenir la fiabilité de sa *zone d'exploitant de réseau de transport* en agissant directement ou en donnant des *instructions d'exploitation*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, documents ou inscriptions datés, enregistrements vocaux horodatés, transcriptions datées d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou documents équivalents.

E2. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit veiller à maintenir la fiabilité de sa *zone d'équilibrage* en agissant directement ou en donnant des *instructions d'exploitation.*
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M2. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir et présenter des pièces justificatives attestant qu'il a veillé à maintenir la fiabilité de sa *zone d'équilibrage* en agissant directement ou en donnant des *instructions d'exploitation*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, documents ou inscriptions datés, enregistrements vocaux horodatés, transcriptions datées d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou documents équivalents.

E3. Chaque *responsable de l'équilibrage*, *exploitant d'installation de production* et *distributeur* doit exécuter chacune des *instructions d'exploitation* données par son ou ses *exploitants de réseau de transport*, sauf si les interventions demandées sont physiquement impossibles ou si elles enfreignent des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M3. Chaque *responsable de l'équilibrage*, *exploitant d'installation de production* et *distributeur* doit fournir sur demande une ou des pièces justificatives (exemples non limitatifs : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces équivalentes en format électronique ou papier) attestant qu'il a exécuté chacune des *instructions d'exploitation* données par son ou ses *exploitants de réseau de transport*, sauf si les interventions demandées étaient physiquement impossibles ou si elles enfreignaient des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel ; dans de tels cas, le *responsable de l'équilibrage*, l'*exploitant d'installation de production* ou le *distributeur* doit détenir et présenter des copies des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel pour justifier la non-exécution des *instructions d'exploitation* de l'*exploitant de réseau de transport*. Si une telle situation ne s'est pas produite, le *responsable de l'équilibrage*, l'*exploitant d'installation de production* ou le *distributeur* peut fournir une attestation.

E4. Chaque *responsable de l'équilibrage*, *exploitant d'installation de production* et *distributeur* doit informer son *exploitant de réseau de transport* de toute incapacité d'exécuter une *instruction d'exploitation* donnée par celui-ci.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M4. Chaque *responsable de l'équilibrage*, *exploitant d'installation de production* et *distributeur* doit fournir sur demande des pièces justificatives attestant qu'il a informé son *exploitant de réseau de transport* de toute incapacité d'exécuter une *instruction d'exploitation* donnée par celui-ci. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou pièces équivalentes en format électronique ou papier. Si une telle situation ne s'est pas produite, le *responsable de l'équilibrage*, l'*exploitant d'installation de production* ou le *distributeur* peut fournir une attestation.

E5. Chaque *exploitant de réseau de transport*, *exploitant d'installation de production* et *distributeur* doit exécuter les *instructions d'exploitation* données par son *responsable de l'équilibrage*, sauf si les interventions demandées sont physiquement impossibles ou si elles enfreignent des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M5. Chaque *exploitant de réseau de transport*, *exploitant d'installation de production* et *distributeur* doit fournir sur demande une ou des pièces justificatives (exemples non limitatifs : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces équivalentes en format électronique ou papier) attestant qu'il a exécuté chacune des *instructions d'exploitation* données par son *responsable de l'équilibrage*, sauf si les interventions demandées étaient physiquement impossibles ou si elles enfreignaient des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel ; dans de tels cas, l'*exploitant de réseau de transport*, l'*exploitant d'installation de production* ou le *distributeur* doit détenir et présenter des copies des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel pour justifier la non-exécution des *instructions d'exploitation* du *responsable de l'équilibrage*. Si une telle situation ne s'est pas produite, l'*exploitant de réseau de transport*, l'*exploitant d'installation de production* ou le *distributeur* peut fournir une attestation.

E6. Chaque *exploitant de réseau de transport*, *exploitant d'installation de production* et *distributeur* doit informer son *responsable de l'équilibrage* de toute incapacité d'exécuter une *instruction d'exploitation* donnée par celui-ci.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M6. Chaque *exploitant de réseau de transport*, *exploitant d'installation de production* et *distributeur* doit fournir sur demande des pièces justificatives attestant qu'il a informé son *responsable de l'équilibrage* de toute incapacité d'exécuter une *instruction d'exploitation* donnée par celui-ci. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou pièces équivalentes en format électronique ou papier. Si une telle situation ne s'est pas produite, l'*exploitant de réseau de transport*, l'*exploitant d'installation de production* ou le *distributeur* peut fournir une attestation.

E7. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit venir en aide, s'il en est capable, à tout autre *exploitant de réseau de transport* dans sa *zone de fiabilité* qui le lui demande, pourvu que ce dernier ait exécuté ses procédures d'*urgence* correspondantes, sauf si les interventions demandées sont physiquement impossibles ou enfreignent des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

M7. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a fourni une aide correspondante, s'il en était capable, à tout autre *exploitant de réseau de transport* dans sa *zone de fiabilité*, sauf si les interventions demandées étaient physiquement impossibles ou enfreignaient des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces équivalentes en format électronique ou papier. Si aucune demande d'aide n'a été reçue, l'*exploitant de réseau de transport* peut fournir une attestation.

E8. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit informer son *coordonnateur de la fiabilité*, les *responsables de l'équilibrage* qu'il sait être touchés et les autres *exploitants de réseau de transport* qu'il sait être touchés sur ses opérations en cours ou prévues qui entraînent ou pourraient entraîner une *urgence*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M8. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a informé son *coordonnateur de la fiabilité*, les *responsables de l'équilibrage* qu'il sait être touchés et les autres *exploitants de réseau de transport* qu'il sait être touchés sur ses opérations en cours ou prévues qui entraînent ou pourraient entraîner une *urgence*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces équivalentes. Si une telle situation ne s'est pas produite, l'*exploitant de réseau de transport* peut fournir une attestation.

E9. Chaque *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit aviser son *coordonnateur de la fiabilité* et les entités interconnectées qu'il sait être touchées de tous les retraits planifiés, ainsi que des indisponibilités fortuites de 30 minutes ou plus, concernant l'appareillage de télémesure et de commande, les moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes entre les entités touchées.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M9. Chaque *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit fournir sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a avisé son *coordonnateur de la fiabilité* et les entités interconnectées qu'il sait être touchées de tous les retraits planifiés, ainsi que des indisponibilités fortuites de 30 minutes ou plus, concernant l'appareillage de télémesure et de commande, les moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces équivalentes. Si une telle situation ne s'est pas produite, le *responsable de l'équilibrage* ou l'*exploitant de réseau de transport* peut fournir une attestation.

E10. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit procéder aux activités suivantes afin de déterminer les dépassements de *limite d'exploitation du réseau* (*SOL*) dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport* :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

10.1. surveiller les *installations* dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport* ;

10.2. surveiller l'état des *automatismes de réseau* à l'intérieur de sa *zone d'exploitant de réseau de transport* ;

10.3. surveiller les installations hors *BES* situées à l'intérieur de sa *zone d'exploitant de réseau de transport* et désignées par lui comme nécessaires ;

10.4. obtenir et utiliser les données d'état, de tension et de transit relatives aux *installations* situées hors de sa *zone d'exploitant de réseau de transport* et désignées par lui comme nécessaires ;

10.5. obtenir et utiliser les données d'état des *automatismes de réseau* situés hors de sa *zone d'exploitant de réseau de transport* et désignés par lui comme nécessaires ; et

10.6. obtenir et utiliser les données d'état, de tension et de transit relatives aux installations hors *BES* situées hors de sa *zone d'exploitant de réseau de transport* et désignées par lui comme nécessaires.

M10. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a surveillé ou obtenu et utilisé les données nécessaires pour déterminer les dépassements de limite *SOL* dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport.* Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents descriptifs de système de gestion d'énergie, imprimés d'ordinateur, données SCADA (télésurveillance et acquisition de données) ou autres pièces équivalentes.

E11. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit surveiller sa *zone d'équilibrage*, y compris l'état des *automatismes de réseau* qui ont un effet sur la production ou la *charge*, afin de maintenir l'équilibre entre la production, la *charge* et les échanges dans sa *zone d'équilibrage* et de soutenir la fréquence de l'*Interconnexion*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

M11. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il surveille sa *zone d'équilibrage*, y compris l'état des *automatismes de réseau* qui ont un effet sur la production ou la *charge*, afin de maintenir l'équilibre entre la production, la *charge* et les échanges dans sa *zone d'équilibrage* et de soutenir la fréquence de l'*Interconnexion*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents descriptifs de système de gestion d'énergie, imprimés d'ordinateur, données SCADA ou autres pièces équivalentes.

E12. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit éviter tout dépassement d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (*IROL*) connue pendant une durée continue supérieure à sa valeur *IROL* T_v.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

M12. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit être en mesure de fournir une ou des pièces justificatives attestant que chaque fois qu'il a dépassé une limite *IROL* connue, la durée continue de ce dépassement n'a pas été supérieure à sa valeur *IROL* T_v. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux informatisés datés ou relevés en format électronique ou papier indiquant la date, l'heure, la durée et les détails du dépassement. Si une telle situation ne s'est pas produite, l'*exploitant de réseau de transport* peut fournir une attestation à cet effet.

E13. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit veiller à ce qu'une *évaluation en temps réel* soit effectuée au moins toutes les 30 minutes.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

M13. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a veillé à ce qu'une *évaluation en temps réel* soit effectuée au moins toutes les 30 minutes. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux informatisés datés indiquant l'heure des évaluations, listes de contrôle datées ou autres pièces équivalentes.

E14. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit mettre à exécution son *plan d'exploitation* afin d'atténuer tout dépassement de limite *SOL* constaté dans le cadre de sa surveillance en *temps réel* ou de ses *évaluations en temps réel*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

M14. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a mis à exécution son *plan d'exploitation* afin d'atténuer tout dépassement de limite *SOL* constaté dans le cadre de sa surveillance en *temps réel* ou de ses *évaluations en temps réel*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux informatisés datés indiquant l'heure de début de l'exécution du *plan d'exploitation*, listes de contrôle datées ou autres pièces équivalentes. Autres exemples non limitatifs de pièces justificatives : méthode d'établissement des limites *SOL* du *coordonnateur de la fiabilité*, journaux ou registres d'exploitation montrant l'atténuation de dépassements de limite *SOL* en combinaison avec des *plans d'exploitation* (par exemple, des protocoles d'exploitation convenus entre les *TOP* et leur *coordonnateur de la fiabilité*, *procédures d'exploitation*, *processus d'exploitation*, politiques d'exploitation, journaux des réaffectations de groupes de production, réglages de commande d'équipements à commutation automatique ou de régulateurs de puissance réactive ou de tension, programmes de commutation, etc.).

E15. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit informer son *coordonnateur de la fiabilité*, après qu'une limite *SOL* a été dépassée, des mesures prises pour faire en sorte que le *réseau* respecte de nouveau cette limite, selon la méthode d'établissement des limites *SOL* de son *coordonnateur de la fiabilité*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

M15. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit être en mesure de fournir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a informé son *coordonnateur de la fiabilité,* après qu'une limite SOL a été dépassée, des mesures prises pour faire en sorte que le réseau respecte de nouveau cette limite, selon la méthode d'établissement des limites *SOL* de son *coordonnateur de la fiabilité*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, communications électroniques, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux ou imprimés d'ordinateur datés. Si une telle situation ne s'est pas produite, l'*exploitant de réseau de transport* peut fournir une attestation.

E16. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit conférer à ses *répartiteurs* le pouvoir d'approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés concernant son appareillage de télémesure et de commande, ses moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes entre les entités touchées.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M16. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a conféré à ses *répartiteurs* le pouvoir d'approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés concernant son appareillage de télémesure et de commande, ses moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes entre les entités touchées. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : procédure documentée ou autres pièces équivalentes.

E17. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit conférer à ses *répartiteurs* le pouvoir d'approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés concernant son appareillage de télémesure et de commande, ses moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes entre les entités touchées.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M17. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a conféré à ses *répartiteurs* le pouvoir d'approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés concernant son appareillage de télémesure et de commande, ses moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes entre les entités touchées. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : procédure documentée ou autres pièces équivalentes.

E18. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit respecter le paramètre le plus contraignant dans toute situation d'écart entre des limites *SOL*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M18. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a respecté le paramètre le plus contraignant dans toute situation d'écart entre des limites *SOL*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation, enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces équivalentes.

E19. Abrogée.

M19. Abrogée.

E20. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir des moyens d'échange de données, notamment une infrastructure d'échange de données redondante et à acheminement diversifié à l'intérieur du *centre de contrôle* principal de l'*exploitant de réseau de transport*, pour l'échange de données en *temps réel* avec son *coordonnateur de la fiabilité*, son *responsable de l'équilibrage* et les entités dont il a déterminé qu'elles détiennent des données dont il a besoin pour ses tâches de surveillance en *temps réel* et d'*évaluation en temps réel*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M20. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives pouvant comprendre entre autres des spécifications de système, des schémas de système ou toute autre documentation qui énumère ses moyens d'échange de données, notamment une infrastructure d'échange de données redondante et à acheminement diversifié à l'intérieur du *centre de contrôle* principal de l'*exploitant de réseau de transport*, pour l'échange de données en *temps réel* avec son *coordonnateur de la fiabilité*, son *responsable de l'équilibrage* et les entités dont il a déterminé qu'elles détiennent des données dont il a besoin pour ses tâches de surveillance en *temps réel* et d'*évaluation en temps réel* conformément à l'exigence.

E21. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit mettre à l'essai, au moins une fois tous les 90 jours civils, les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E20 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités. En cas d'échec à l'essai, l'*exploitant de réseau de transport* doit entreprendre, dans un délai de 2 heures, de rétablir la redondance des fonctionnalités.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M21. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E20 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, ou qu'un événement est survenu au cours duquel cette redondance a été confirmée ; et qu'en cas d'échec à l'essai, il a entrepris dans un délai de 2 heures de rétablir la redondance des fonctionnalités conformément à l'exigence E21. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : fiches d'essai horodatées, journaux d'exploitation, enregistrements vocaux ou communications électroniques.

E22. Abrogée.

M22. Abrogée.

E23. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit avoir des moyens d'échange de données, notamment une infrastructure d'échange de données redondante et à acheminement diversifié à l'intérieur du *centre de contrôle* principal du *responsable de l'équilibrage*, pour l'échange de données en *temps réel* avec son *coordonnateur de la fiabilité*, son *exploitant de réseau de transport* et les entités dont il a déterminé qu'elles détiennent des données dont il a besoin pour ses activités de surveillance et d'analyse en *temps réel*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M23. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives pouvant comprendre entre autres des spécifications de système, des schémas de système ou toute autre documentation qui énumère ses moyens d'échange de données, notamment une infrastructure d'échange de données redondante et à acheminement diversifié à l'intérieur du *centre de contrôle* principal du *responsable de l'équilibrage*, pour l'échange de données en *temps réel* avec son *coordonnateur de la fiabilité*, son *exploitant de réseau de transport* et les entités dont il a déterminé qu'elles détiennent des données dont il a besoin pour ses activités de surveillance et d'analyse en *temps réel*, conformément à l'exigence.

E24. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit mettre à l'essai, au moins une fois tous les 90 jours civils, les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E23 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités. En cas d'échec à l'essai, le *responsable de l'équilibrage* doit entreprendre, dans un délai de 2 heures, de rétablir la redondance des fonctionnalités.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M24. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E23 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, ou qu'un événement est survenu au cours duquel cette redondance a été confirmée ; et qu'en cas d'échec à l'essai, il a entrepris dans un délai de 2 heures de rétablir la redondance des fonctionnalités conformément à l'exigence E24. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : fiches d'essai horodatées, journaux d'exploitation, enregistrements vocaux ou communications électroniques.

E25. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit utiliser la méthode d'établissement des limites *SOL* du *coordonnateur de la fiabilité* pertinente pour déterminer les dépassements de limite *SOL* dans les *évaluations en temps réel*, la surveillance en *temps réel* et les *analyses de planification opérationnelle.*
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour, exploitation en temps réel et planification de l'exploitation]

M25. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a utilisé la méthode d'établissement des limites *SOL* du *coordonnateur de la fiabilité* pertinente pour déterminer les dépassements de limite *SOL* dans les *évaluations en temps réel,* la surveillance en *temps réel* et l'*analyse de planification opérationnelle*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : méthode d'établissement des limites *SOL* du *coordonnateur de la fiabilité*, *plans d'exploitation*, ensembles de contingences, seuils d'alarme ou d'étude, journaux d'exploitation, enregistrements vocaux ou autres pièces équivalentes.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* obligatoires et exécutoires dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

- Chaque *responsable de l'équilibrage*, *exploitant de réseau de transport*, *exploitant d'installation de production* et *distributeur* doit conserver des données ou des pièces justificatives pour chacune des exigences E1 à E11 (ainsi que des mesures M1 à M11) pertinentes, pour l'année civile en cours et pour l'année civile précédente (à l'exception des journaux d'exploitation et des enregistrements vocaux, qui doivent

être conservés pendant au moins 90 jours civils), à moins que son *CEA* lui ordonne de conserver certaines pièces plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

- Chaque *exploitant de réseau de transport* doit conserver pendant 3 années civiles des pièces justificatives concernant toute situation où il a dépassé une limite *IROL* connue pendant une durée supérieure au délai *IROL* T_v corresponsdant (exigence E12 et mesure M12).
- Chaque *exploitant de réseau de transport* doit conserver des données ou des pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E13 et à la mesure M13 pendant une période mobile de 30 jours civils, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces plus longtemps dans le cadre d'une enquête.
- Chaque *exploitant de réseau de transport* doit conserver pendant une période mobile de 12 mois des pièces justificatives attestant qu'il a mis à exécution son *plan d'exploitation* afin d'atténuer un dépassement de limite *SOL* conformément à l'exigence E14 et à la mesure M14.
- Chaque *exploitant de réseau de transport* et *responsable de l'équilibrage* doit conserver des données ou des pièces justificatives pour chacune des exigences E15 à E18 (ainsi que des mesures M15 à M18) pertinentes, pour l'année civile en cours et pour l'année civile précédente (à l'exception des journaux d'exploitation et des enregistrements vocaux, qui doivent être conservés pendant au moins 90 jours civils).
- Chaque *exploitant de réseau de transport* doit conserver des données ou des pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E20 et à la mesure M20 pour l'année civile en cours et pour une année civile précédente.
- Chaque *exploitant de réseau de transport* doit conserver des pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E21 et à la mesure M21 pour les 12 derniers mois civils (à l'exception des journaux d'exploitation et des enregistrements vocaux, qui doivent être conservés pendant au moins 90 jours civils).
- Chaque *responsable de l'équilibrage* doit conserver des données ou des pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E23 et à la mesure M23 pour l'année civile en cours et pour une année civile précédente.
- Chaque *responsable de l'équilibrage* doit conserver des pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E24 et à la mesure M24 pour les 12 derniers mois civils (à l'exception des journaux d'exploitation et des enregistrements vocaux, qui doivent être conservés pendant au moins 90 jours civils).
- Chaque *exploitant de réseau de transport* doit conserver pendant une période mobile de 12 mois des pièces justificatives attestant qu'il a utilisé la méthode d'établissement des limites *SOL* du *coordonnateur de la fiabilité* pertinent pour déterminer les dépassements de limite *SOL* dans les *évaluations en temps réel,* la surveillance en *temps réel* et l'*analyse de planification opérationnelle* conformément à l'exigence E25 et à la mesure M25.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance et de mise en application des normes » désigne la liste des processus qui

serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la *norme de fiabilité*.

Niveaux de gravité de la non-conformité

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.	S. O.	S. O.	S. O.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas veillé à maintenir la fiabilité de sa *zone d'exploitant de réseau de transport* en agissant directement ou en donnant des *instructions d'exploitation*.
E2.	S. O.	S. O.	S. O.	Le *responsable de l'équilibrage* n'a pas veillé à maintenir la fiabilité de sa *zone d'équilibrage* en agissant directement ou en donnant des *instructions d'exploitation*.
E3.	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas exécuté une *instruction d'exploitation* donnée par un *exploitant de réseau de transport*, alors que les interventions demandées étaient physiquement exécutables et n'enfreignaient pas d'exigences réglementaires ni d'exigences touchant la sécurité ou le matériel.
E4.	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas informé son *exploitant de réseau de transport* de son incapacité d'exécuter une *instruction d'exploitation* donnée par celui-ci.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5.	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas exécuté une *instruction d'exploitation* donnée par le *responsable de l'équilibrage*, alors que les interventions demandées étaient physiquement exécutables et n'enfreignaient pas d'exigences réglementaires ni d'exigences touchant la sécurité ou le matériel.
E6.	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas informé son *responsable de l'équilibrage* de son incapacité d'exécuter une *instruction d'exploitation* donnée par celui-ci.
E7.	S. O.	S. O.	S. O.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas fourni une aide correspondante à d'autres *exploitants de réseau de transport* dans sa *zone de fiabilité*, alors qu'il en était capable et que les interventions demandées étaient physiquement réalisables et n'enfreignaient pas d'exigences réglementaires ou d'exigences touchant la sécurité ou le matériel.

E8.	L'*exploitant de réseau de transport* a omis d'informer un *exploitant de réseau de transport* qu'il sait être touché, ou 5 % ou moins des *exploitants de réseau de transport* qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une *urgence* dans la ou les *zones d'exploitant de réseau* de transport en question. OU L'*exploitant de réseau de transport* a omis d'informer un *responsable de l'équilibrage* qu'il sait être touché, ou 5 % ou moins des *responsables de l'équilibrage* qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une *urgence* dans la ou	L'*exploitant de réseau de transport* a omis d'informer deux *exploitants de réseau de transport* qu'il sait être touchés, ou plus de 5 % et au plus 10 % des *exploitants de réseau de transport* qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une *urgence* dans la ou les *zones d'exploitant de réseau de transport* en question. OU L'*exploitant de réseau de transport* a omis d'informer deux *responsables de l'équilibrage* qu'il sait être touchés, ou plus de 5 % et au plus 10 % des *responsables de l'équilibrage* qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une *urgence* dans la ou les *zones d'équilibrage* en question.	L'*exploitant de réseau de transport* a omis d'informer trois *exploitants de réseau de transport* qu'il sait être touchés, ou plus de 10 % et au plus 15 % des *exploitants de réseau de transport* qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une *urgence* dans la ou les *zones d'exploitant de réseau de transport* en question. OU L'*exploitant de réseau de transport* a omis d'informer trois *responsables de l'équilibrage* qu'il sait être touchés, ou plus de 10 % et au plus 15 % des *responsables de l'équilibrage* qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une *urgence* dans la ou les *zones d'équilibrage* en question.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas informé son *coordonnateur de la fiabilité* sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une *urgence* dans la ou les *zones d'exploitant de réseau de transport* en question. OU L'*exploitant de réseau de transport* a omis d'informer au moins quatre *exploitants de réseau de transport* qu'il sait être touchés, ou plus de 15 % des *exploitants de réseau de transport* qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une *urgence* dans la ou les *zones d'exploitant de réseau de transport* en question. OU L'*exploitant de réseau de transport* a omis d'informer au moins quatre *responsables de l'équilibrage* qu'il sait être touchés, ou plus de 15 % des *responsables de l'équilibrage* qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une *urgence* dans la ou les *zones d'équilibrage* en question.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
	les *zones d'équilibrage* en question.			
E9.	L'entité responsable a omis d'aviser une entité interconnectée qu'il sait être touchée, ou 5 % ou moins des entités qu'il sait être touchées selon la valeur la plus élevée, d'un retrait planifié ou d'une indisponibilité fortuite de 30 minutes ou plus concernant l'appareillage de télémesure et de commande, les moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes entre les entités touchées.	L'entité responsable a omis d'aviser deux entités interconnectées qu'il sait être touchées, ou plus de 5 % et au plus 10 % des entités qu'il sait être touchées selon la valeur la plus élevée, d'un retrait planifié ou d'une indisponibilité fortuite de 30 minutes ou plus concernant l'appareillage de télémesure et de commande, les moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes entre les entités touchées.	L'entité responsable a omis d'aviser trois entités interconnectées qu'il sait être touchées, ou plus de 10 % et au plus 15 % des entités qu'il sait être touchées selon la valeur la plus élevée, d'un retrait planifié ou d'une indisponibilité fortuite de 30 minutes ou plus concernant l'appareillage de télémesure et de commande, les moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes entre les entités touchées.	L'entité responsable n'a pas avisé son *coordonnateur de la fiabilité* d'un retrait planifié ou d'une indisponibilité fortuite de 30 minutes ou plus concernant l'appareillage de télémesure et de commande, les moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes. OU L'entité responsable a omis d'aviser au moins quatre entités interconnectées qu'il sait être touchées, ou plus de 15 % des entités qu'il sait être touchées selon la valeur la plus élevée, d'un retrait planifié ou d'une indisponibilité fortuite de 30 minutes ou plus concernant l'appareillage de télémesure et de commande, les moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes entre les entités touchées.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E10.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas surveillé, obtenu ou utilisé un des éléments stipulés, ou désignés par lui comme nécessaires, aux alinéas 10.1 à 10.6 de l'exigence E10.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas surveillé, obtenu ou utilisé deux des éléments stipulés, ou désignés par lui comme nécessaires, aux alinéas 10.1 à 10.6 de l'exigence E10.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas surveillé, obtenu ou utilisé trois des éléments stipulés, ou désignés par lui comme nécessaires, aux alinéas 10.1 à 10.6 de l'exigence E10.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas surveillé, obtenu ou utilisé quatre ou plus des éléments stipulés, ou désignés par lui comme nécessaires, aux alinéas 10.1 à 10.6 de l'exigence E10.
E11.	S. O.	S. O.	Le *responsable de l'équilibrage* n'a pas surveillé l'état des *automatisme de réseau* qui ont un effet sur la production ou la *charge* afin de maintenir l'équilibre entre la production, la *charge* et les échanges dans sa *zone d'équilibrage* et de soutenir la fréquence de l'*Interconnexion*.	Le *responsable de l'équilibrage* n'a pas surveillé sa *zone d'équilibrage* afin de maintenir l'équilibre entre la production, la *charge* et les échanges dans sa *zone d'équilibrage* et de soutenir la fréquence de l'*Interconnexion*.
E12.	S. O.	S. O.	S. O.	L'*exploitant de réseau de transport* a dépassé une limite *IROL* connue pendant une durée continue supérieure à sa valeur *IROL* T_V.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E13.	L'*évaluation en temps réel* exigée de la part de l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas été effectuée pendant une période de 30 minutes à l'intérieur d'un échantillon de 24 heures pris dans la période de conservation de 30 jours.	L'*évaluation en temps réel* exigée de la part de l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas été effectuée pendant deux périodes de 30 minutes à l'intérieur d'un échantillon de 24 heures pris dans la période de conservation de 30 jours.	L'*évaluation en temps réel* exigée de la part de l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas été effectuée pendant trois périodes de 30 minutes à l'intérieur d'un échantillon de 24 heures pris dans la période de conservation de 30 jours.	L'*évaluation en temps réel* exigée de la part de l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas été effectuée pendant au moins quatre périodes de 30 minutes à l'intérieur d'un échantillon de 24 heures pris dans la période de conservation de 30 jours.
E14.	S. O.	S. O.	S. O.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas mis à exécution son *plan d'exploitation* afin d'atténuer un dépassement de limite *SOL* constaté dans le cadre de sa surveillance en *temps réel* ou de ses *évaluations en temps réel*.
E15.	S. O.	S. O.	S. O.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas informé son *coordonnateur de la fiabilité*, selon la méthode d'établissement des limites *SOL* de celui-ci, après qu'une limite *SOL* a été dépassée, des mesures prises pour faire en sorte que le *réseau* respecte de nouveau cette limite.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E16.	S. O.	S. O.	S. O.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas conféré à ses *répartiteurs* le pouvoir d'approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés concernant son appareillage de télémesure et de commande, ses moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes entre les entités touchées.
E17.	S. O.	S. O.	S. O.	Le *responsable de l'équilibrage* n'a pas conféré à ses *répartiteurs* le pouvoir d'approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés concernant son appareillage de télémesure et de commande, ses moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes entre les entités touchées.
E18.	S. O.	S. O.	S. O.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas respecté le paramètre le plus contraignant dans toute situation d'écart entre des limites *SOL*.
E19. Abrogée				

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E20.	S. O.	S. O.	L'*exploitant de réseau de transport* avait des moyens d'échange de données avec son *coordonnateur de la fiabilité*, son *responsable de l'équilibrage* et les entités dont il avait déterminé qu'elles détenaient des données dont il avait besoin pour ses tâches de surveillance en *temps réel* et d'*évaluation en temps réel*, mais n'avait pas une infrastructure d'échange de données redondante et à acheminement diversifié à l'intérieur du *centre de contrôle* principal de l'*exploitant de réseau de transport*, conformément à l'exigence.	L'*exploitant de réseau de transport* n'avait pas de moyens d'échange de données avec son *coordonnateur de la fiabilité*, son *responsable de l'équilibrage* et les entités dont il avait déterminé qu'elles détenaient des données dont il avait besoin pour ses tâches de surveillance en *temps réel* et d'*évaluation en temps réel*.

E21.	L'*exploitant de réseau de transport* a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E20 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais dans un délai de plus de 90 jours civils et d'au plus 120 jours civils après l'essai précédent. OU L'*exploitant de réseau de transport* a mis à l'essai au moins une fois tous les 90 jours civils les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E20 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais après l'échec à un essai, a entrepris de rétablir la redondance des fonctionnalités dans un délai de plus de 2 heures et d'au plus 4 heures.	L'*exploitant de réseau de transport* a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E20 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais dans un délai de plus de 120 jours civils et d'au plus 150 jours civils après l'essai précédent. OU L'*exploitant de réseau de transport* a mis à l'essai au moins une fois tous les 90 jours civils les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E20 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais après l'échec à un essai, a entrepris de rétablir la redondance des fonctionnalités dans un délai de plus de 4 heures et d'au plus 6 heures.	L'*exploitant de réseau de transport* a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E20 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais dans un délai de plus de 150 jours civils et d'au plus 180 jours civils après l'essai précédent. OU L'*exploitant de réseau de transport* a mis à l'essai au moins une fois tous les 90 jours civils les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E20 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais après l'échec à un essai, a entrepris de rétablir la redondance des fonctionnalités dans un délai de plus de 6 heures et d'au plus 8 heures.	L'*exploitant de réseau de transport* a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E20 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais dans un délai de plus de 180 jours civils après l'essai précédent. OU L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E20 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités. OU L'*exploitant de réseau de transport* a mis à l'essai au moins une fois tous les 90 jours civils les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E20 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais après l'échec à un essai, a entrepris de rétablir la redondance des fonctionnalités dans un délai de plus de 8 heures.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E22. Abrogée				
E23.	S. O.	S. O.	Le *responsable de l'équilibrage* avait des moyens d'échange de données avec son *coordonnateur de la fiabilité*, son *exploitant de réseau de transport* et les entités dont il avait déterminé qu'elles détenaient des données dont il avait besoin pour ses activités de surveillance et d'analyse en *temps réel*, mais n'avait pas une infrastructure d'échange de données redondante et à acheminement diversifié à l'intérieur du *centre de contrôle* principal du *responsable de l'équilibrage*, conformément à l'exigence.	Le *responsable de l'équilibrage* n'avait pas de moyens d'échange de données avec son *coordonnateur de la fiabilité*, son *exploitant de réseau de transport* et les entités dont il avait déterminé qu'elles détenaient des données dont il avait besoin pour ses activités de surveillance et d'analyse en *temps réel*.

E24.	Le *responsable de l'équilibrage* a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E23 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais dans un délai de plus de 90 jours civils et d'au plus 120 jours civils après l'essai précédent. OU Le *responsable de l'équilibrage* a mis à l'essai au moins une fois tous les 90 jours civils les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E23 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais après l'échec à un essai, a entrepris de rétablir la redondance des fonctionnalités dans un délai de plus de 2 heures et d'au plus 4 heures.	Le *responsable de l'équilibrage* a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E23 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais dans un délai de plus de 120 jours civils et d'au plus 150 jours civils après l'essai précédent. OU Le *responsable de l'équilibrage* a mis à l'essai au moins une fois tous les 90 jours civils les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E23 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais après l'échec à un essai, a entrepris de rétablir la redondance des fonctionnalités dans un délai de plus de 4 heures et d'au plus 6 heures.	Le *responsable de l'équilibrage* a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E23 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais dans un délai de plus de 150 jours civils et d'au plus 180 jours civils après l'essai précédent. OU Le *responsable de l'équilibrage* a mis à l'essai au moins une fois tous les 90 jours civils les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E23 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais après l'échec à un essai, a entrepris de rétablir la redondance des fonctionnalités dans un délai de plus de 6 heures et d'au plus 8 heures.	Le *responsable de l'équilibrage* a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E23 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais dans un délai de plus de 180 jours civils après l'essai précédent. OU Le *responsable de l'équilibrage* n'a pas mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E23 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités. OU Le *responsable de l'équilibrage* a mis à l'essai au moins une fois tous les 90 jours civils les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E23 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais après l'échec à un essai, a entrepris de rétablir la redondance des fonctionnalités dans un délai de plus de 8 heures.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E25.				L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas utilisé la méthode d'établissement des limites *SOL* du *coordonnateur de la fiabilité* pertinent pour déterminer les dépassements de limite *SOL* dans les *évaluations en temps réel*, la surveillance en *temps réel* et l'*analyse de planification opérationnelle*.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

La SDT du projet 2014-03 a créé un document de présentation technique sur les dépassements de *limites d'exploitation du réseau* (*SOL*) afin de fournir des éclaircissements sur les questions relatives aux limites *SOL*. Ce document est consultable à l'adresse suivante : http://www.nerc.com/pa/stand/Pages/TOP0013RI.aspx.

Plan d'exploitation – Un *plan d'exploitation* comprend des *processus d'exploitation* de nature générale et des *procédures d'exploitation* de nature particulière. Il peut s'agir d'un document-synthèse qui donne des indications sur un *plan d'exploitation* pour le lendemain, ou encore d'un plan précis pour faire face à un dépassement de limite *SOL* ou *IROL* signalé par une *analyse de planification opérationnelle* (*OPA*).
Comme l'indique sa définition dans le glossaire de la NERC, un *plan d'exploitation* peut être de nature générale, ou encore spécifier des opérations visant particulièrement certains enjeux de fiabilité. L'utilisation du terme « *plan d'exploitation* » dans les normes TOP et IRO révisées ménage ces deux possibilités. Un *plan d'exploitation* spécifie des processus et des procédures, y compris des échanges électroniques de données, auxquels le *répartiteur* peut recourir quotidiennement afin de réagir de façon fiable à des conditions qui peuvent survenir tout au long de la journée. Il est valide pour le lendemain, le surlendemain, et le jour suivant. Au *plan d'exploitation* devraient se greffer des directives d'exploitation temporaires qui décrivent des mesures de prévention ou d'atténuation visant des situations particulières qui sont signalées au jour le jour par une *OPA* ou une *évaluation en temps réel* (*RTA*).
Comme l'indique la définition du terme « *plan d'exploitation* » dans le glossaire de la NERC, un plan de remise en charge est un exemple de *plan d'exploitation* ; il contient tous les principes fondamentaux qui guideront le *répartiteur* tout au long du processus de remise en charge du réseau. Il ne s'agit pas d'un document visant un scénario particulier de panne d'électricité, mais plutôt d'une boîte à outils comportant des processus, des procédures et des logiciels d'automatisation dont peut se servir le *répartiteur* pour la remise en charge.
Il en va de même pour un *plan d'exploitation*. Celui-ci ne contient pas des instructions visant une situation précise pour le lendemain, mais plutôt des indications sur l'ensemble des processus, procédures et logiciels d'automatisation à la disposition du *répartiteur*. Cela dit, l'existence d'un *plan d'exploitation* n'élimine pas le besoin de créer des plans d'action particuliers pour certains dépassements de limite *SOL* ou *IROL* signalés par une *OPA*. Lorsqu'un *coordonnateur de la fiabilité* procède à une *OPA*, cette analyse peut révéler des cas de dépassements possibles de limite *SOL* ou *IROL* pour des conditions pré*contingence* et post*contingence*. Dans de tels cas, les *coordonnateurs de la fiabilité* devront s'assurer que des plans soient en place pour empêcher ou atténuer ces dépassements de limite *SOL* ou *IROL*, si ces conditions d'exploitation devaient survenir le lendemain.
Le *plan d'exploitation* peut contenir une description du processus de mise en œuvre et de communication de certains plans pour empêcher ou atténuer des dépassements de limite *SOL* ou *IROL* au jour le jour signalés par l'*OPA*. Cette façon de faire pourrait alléger le fardeau administratif potentiel associé au besoin de mise à jour continuelle du « document de *plan d'exploitation* » aux fins de la conformité.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1er avril 2005	Date d'entrée en vigueur.	Nouvelle norme
0	8 août 2005	Suppression du mot « proposed » dans la date d'entrée en vigueur.	Erratum
1	1er novembre 2006	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
1a	12 mai 2010	Ajout de l'annexe 1 – Interprétation de l'exigence E8 approuvée par le Conseil d'administration de la NERC le 12 mai 2010.	Interprétation
1a	15 septembre 2011	Ordonnance de la FERC approuvant l'interprétation de l'exigence E8 (prise d'effet le 21 novembre 2011).	Interprétation
2	6 mai 2012	Révision dans le cadre du projet 2007-03.	Révision
2	9 mai 2012	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
3	12 février 2015	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions dans le cadre du projet 2014-03
3	19 novembre 2015	Approbation par la FERC de la norme TOP-001-3, dossier RM15-16-000, ordonnance 817.	Approbation
4	9 février 2017	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
4	17 avril 2017	Approbation par la FERC de la norme TOP-001-4, dossier RD17-4-000.	
5	À déterminer	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Exigences E19 et E22 abrogées dans le cadre du projet 2018-03 (*Standards Efficiency Review Retirements*)
6	13 mai 2021	Adoption par le conseil d'administration.	Révision
6	4 mars 2022	Approbation par la FERC du dossier RD-22-2-000.	
6	4 mars 2022	Date d'entrée en vigueur de la norme.	1er avril 2024

Annexe TOP-001-6-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme TOP-001-6 – Opérations de transport

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité : Les installations visées par l'exigence E10.1 de cette norme sont les installations du *réseau de transport principal* (*RTP*), et pour les exigences E10.3 à E10.6, aux installations désignées en vertu de ces exigences.

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 20 juin 2024

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 20 juin 2024

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec: 1er octobre 2026.

B. Exigences et mesures

Dispositions particulières applicables à l'exigence E3 pour les *distributeurs* :

Si l'*instruction d'exploitation* émise au *distributeur* implique un délestage, le délestage est équivalent à une réduction de l'échange net du réseau du Québec vers les charges de l'entité. Selon le délestage demandé, le *distributeur* pourrait devoir réduire cet échange net jusqu'à zéro.

Dispositions particulières applicables aux exigences E10.1 et E10.3 :

E10.1 : Les installations visées par cette exigence sont les installations du *réseau de transport principal* (*RTP*).

E10.3 : L'expression « hors *BES* » est remplacée par « hors *RTP* ».

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

Niveau de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Documents connexes

Le glossaire de référence au Québec est le « Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité au Québec ».

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	20 juin 2024	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2024-060.	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Planification de l'exploitation**

2. Numéro : **TOP-002-4**

3. Objet : Faire en sorte que les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* aient des plans qui leur permettent de respecter les limites spécifiées.

4. Applicabilité :

4.1. *Exploitant de réseau de transport*

4.2. *Responsable de l'équilibrage*

5. Date d'entrée en vigueur :

Voir le plan de mise en œuvre.

6. Contexte :

Voir la page du projet 2014-03 (en anglais).

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir une *analyse de planification opérationnelle* qui lui permet de déterminer si les activités d'exploitation programmées pour le lendemain dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport* risquent d'entraîner un dépassement de ses *limites d'exploitation du réseau* (*SOL*).
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M1. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'une *analyse de planification opérationnelle* a eu lieu. Exemple non limitatif de pièces justificatives : résultats datés d'étude de transit de puissance.

E2. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir un ou des *plans d'exploitation* visant les activités du lendemain et permettant de faire face aux dépassements possibles de limites *SOL* signalés par l'*analyse de planification opérationnelle* effectuée selon l'exigence E1.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M2. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a un *plan d'exploitation* permettant de faire face aux dépassements possibles de limites *SOL* signalés par l'*analyse de planification opérationnelle* effectuée selon l'exigence E1. Exemple non limitatif de pièces justificatives : plans visant à prévenir les dépassements possibles de limites *SOL* signalés par l'*analyse de planification opérationnelle*.

E3. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit informer les entités désignées dans son ou ses *plans d'exploitation* prescrits à l'exigence E2 quant à leur rôle dans ce ou ces plans.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M3. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a informé les entités désignées dans le ou les *plans d'exploitation* prescrits à l'exigence E2 quant à leur rôle dans ce ou ces plans. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés ou courriels.

E4. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit avoir un ou des *plans d'exploitation* pour le lendemain qui tiennent compte des facteurs suivants :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps différé]

- **4.1.** prévisions d'engagement et de répartition des ressources de production ;
- **4.2.** programmation des échanges ;
- **4.3.** profils de demande ;
- **4.4.** besoins en matière de réserves de puissance et d'énergie, y compris la capacité de livraison.

M4. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a établi un plan qui lui permet de respecter les critères d'exploitation prescrits. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés ou courriels.

E5. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit informer les entités désignées dans son ou ses *plans d'exploitation* prescrits à l'exigence E4 quant à leur rôle dans ce ou ces plans.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M5. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a informé les entités désignées dans le ou les *plans d'exploitation* prescrits à l'exigence E4 quant à leur rôle dans ce ou ces plans. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés ou courriels.

E6. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit transmettre à son *coordonnateur de la fiabilité* son ou ses *plans d'exploitation* pour le lendemain prescrits à l'exigence E2.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M6. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a transmis à son *coordonnateur de la fiabilité* son ou ses *plans d'exploitation* pour le lendemain prescrits à l'exigence E2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés ou courriels.

E7. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit transmettre à son *coordonnateur de la fiabilité* son ou ses *plans d'exploitation* pour le lendemain prescrits à l'exigence E4.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M7. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a transmis à son *coordonnateur de la fiabilité* son ou ses *plans d'exploitation* pour le lendemain prescrits à l'exigence E4. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés ou courriels.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « processus de surveillance et d'évaluation de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

1.3. Conservation des données

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Chaque *exploitant de réseau de transport* et *responsable de l'équilibrage* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité à chacune des exigences pertinentes pendant une période mobile de 90 jours civils pour les analyses, pendant la période de 90 jours civils la plus récente pour les enregistrements vocaux, et pendant 12 mois pour les journaux d'exploitation et les courriels, à moins que son CEA lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Si un *exploitant de réseau de transport* ou un *responsable de l'équilibrage* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que le retour à la conformité soit constaté ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le CEA doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.4. Autres informations sur la conformité :

Aucune.

2. Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification de l'exploitation	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	L'*exploitant de réseau de transport* n'avait pas d'*analyse de planification opérationnelle* lui permettant de déterminer si les activités d'exploitation programmées pour le lendemain dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport* risquent d'entraîner un dépassement de ses limites *SOL*.
E2	Planification de l'exploitation	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	L'*exploitant de réseau de transport* n'avait pas de *plan d'exploitation* permettant de faire face aux dépassements possibles de limites *SOL* signalés par l'*analyse de planification opérationnelle* effectuée selon l'exigence E1.
Pour ce qui est des non-conformités aux exigences E3 et E5, la SDT précise qu'il faut commencer par le VSL critique, puis continuer vers la gauche du tableau jusqu'à trouver la situation qui s'applique. De cette manière, la taille de l'entité en cause ne viendra pas fausser l'évaluation. Si une petite entité n'a qu'une seule entité responsable de la fiabilité à informer, le but recherché est que cette situation corresponde à une non-conformité de niveau critique.						
E3	Planification de	Moyen	L'*exploitant de réseau de transport* a omis d'informer une entité touchée	L'*exploitant de réseau de transport* a omis d'informer deux entités touchées	L'*exploitant de réseau de transport* a omis d'informer trois entités touchées	L'*exploitant de réseau de transport* a omis d'informer au moins quatre entités

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
	l'exploitation		désignée dans le ou les *plans d'exploitation*, ou au plus 5 % de telles entités selon la valeur la plus élevée, quant à leur rôle dans ce ou ces plans.	désignées dans le ou les *plans d'exploitation*, ou plus de 5 % et au plus 10 % de telles entités selon la valeur la plus élevée, quant à leur rôle dans ce ou ces plans.	désignées dans le ou les *plans d'exploitation*, ou plus de 10 % et au plus 15 % de telles entités selon la valeur la plus élevée, quant à leur rôle dans ce ou ces plans.	touchées désignées dans le ou les *plans d'exploitation*, ou plus de 15 % des NERC touchées, quant à leur rôle dans ce ou ces plans.
E4	Planification de l'exploitation	Moyen	Le *responsable de l'équilibrage* a un *plan d'exploitation*, mais celui-ci ne tient pas compte d'un des critères de l'exigence E4.	Le *responsable de l'équilibrage* a un *plan d'exploitation*, mais celui-ci ne tient pas compte de deux des critères de l'exigence E4.	Le *responsable de l'équilibrage* a un *plan d'exploitation*, mais celui-ci ne tient pas compte de trois des critères de l'exigence E4.	Le *responsable de l'équilibrage* n'avait pas de plan d'exploitation.
E5	Planification de l'exploitation	Moyen	Le *responsable de l'équilibrage* a omis d'informer une entité touchée désignée dans le ou les *plans d'exploitation*, ou au plus 5 % de ces entités selon la valeur la plus élevée, quant à leur rôle dans ce ou ces plans.	Le *responsable de l'équilibrage* a omis d'informer deux entités désignées dans le ou les *plans d'exploitation*, ou plus de 5 % et au plus 10 % de telles entités selon la valeur la plus élevée, quant à leur rôle dans ce ou ces plans.	Le *responsable de l'équilibrage* a omis d'informer trois entités touchées désignées dans le ou les *plans d'exploitation*, ou plus de 10 % et au plus 15 % de telles entités selon la valeur la plus élevée, quant à leur rôle dans ce ou ces plans.	Le *responsable de l'équilibrage* a omis d'informer au moins quatre entités désignées dans le ou les *plans d'exploitation*, ou plus de 15 % de telles entités, quant à leur rôle dans ce ou ces plans.
E6	Planification de l'exploitation	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas transmis à son *coordonnateur de la fiabilité* son ou ses *plans d'exploitation* pour le lendemain prescrits à l'exigence E2.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E7	Planification de l'exploitation	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	Le *responsable de l'équilibrage* n'a pas transmis à son *coordonnateur de la fiabilité* son ou ses plans d'exploitation pour le lendemain prescrits à l'exigence E4.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

***Plan d'exploitation* –** Un *plan d'exploitation* comprend des *processus d'exploitation* de nature générale et des *procédures d'exploitation* de nature particulière. Il peut s'agir d'un document-synthèse qui donne des indications sur un *plan d'exploitation* pour le lendemain, ou encore d'un plan précis pour faire face à un dépassement de limite *SOL* ou *IROL* signalé par une *analyse de planification opérationnelle* (*OPA*).

Comme l'indique sa définition du glossaire de la NERC, un *plan d'exploitation* peut être de nature générale, ou encore spécifier des opérations visant particulièrement certains enjeux de fiabilité. L'utilisation du terme « *plan d'exploitation* » dans les normes TOP et IRO révisées ménage ces deux possibilités. Un *plan d'exploitation* spécifie des processus et des procédures auxquels le répartiteur peut recourir quotidiennement afin de réagir de façon fiable à des conditions qui peuvent survenir tout au long de la journée. Il est valide pour le lendemain, le surlendemain, et le jour suivant. Au *plan d'exploitation* devraient se greffer des directives d'exploitation temporaires qui décrivent des mesures de prévention ou d'atténuation visant des situations particulières qui sont signalées au jour le jour par une *OPA* ou une *évaluation en temps réel* (*RTA*).

Comme l'indique la définition du terme « *plan d'exploitation* » dans le glossaire de la NERC, un plan de remise en charge est un exemple de *plan d'exploitation* ; il contient tous les principes fondamentaux qui guideront le *répartiteur* tout au long du processus de remise en charge du réseau. Il ne s'agit pas d'un document visant un scénario particulier de panne d'électricité, mais plutôt d'une boîte à outils comportant des processus, des procédures et des logiciels d'automatisation dont peut se servir le *répartiteur* pour la remise en charge.

Il en va de même pour un *plan d'exploitation*. Celui-ci ne contient pas des instructions visant une situation précise pour le lendemain, mais plutôt des indications sur l'ensemble des processus, procédures et logiciels d'automatisation à la disposition du *répartiteur*. Cela dit, l'existence d'un *plan d'exploitation* n'élimine pas le besoin de créer des plans d'action particuliers pour certains dépassements de limite *SOL* ou *IROL* signalés par une *OPA*. Lorsqu'un *coordonnateur de la fiabilité* procède à une *OPA*, cette analyse peut révéler des cas de dépassements possibles de limite *SOL* ou *IROL* pour des conditions préc*ontingence* et post*contingence*. Dans de tels cas, les *coordonnateurs de la fiabilité* devront s'assurer que des plans soient en place pour prévenir ou atténuer ces dépassements de limite *SOL* ou *IROL*, si ces conditions d'exploitation devaient survenir le lendemain. Le *plan d'exploitation* peut contenir une description du processus de mise en œuvre et de communication de certains plans de prévention ou d'atténuation des dépassements de limite *SOL* ou *IROL* au jour le jour signalés par l'*OPA*. Cette façon de faire pourrait alléger le fardeau administratif potentiel associé au besoin de mise à jour continuelle du « document de *plan d'exploitation* » aux fins de la conformité.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1er avril 2005	Date d'entrée en vigueur	Nouvelle norme
0	8 août 2005	Suppression du mot « proposed » dans la mention de date d'entrée en vigueur.	Erratum
1	2 août 2006	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
2	1er novembre 2006	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
2	14 juin 2007	Coquille corrigée l'exigence E11 (« subject to … »).	Erratum
2a	10 février 2009	Ajout de l'annexe 1 – Interprétation de l'exigence E11 approuvée par le conseil d'administration de la NERC le 10 février 2009.	Interprétation
2a	2 décembre 2009	Approbation par la FERC de l'interprétation de l'exigence E11 le 2 décembre 2009.	Même interprétation
2b	4 novembre 2010	Ajout de l'annexe 2 – Interprétation de l'exigence E10 adoptée par le conseil d'administration de la NERC.	
2b	20 octobre 2011	Ordonnance de la FERC approuvant l'interprétation de l'exigence E10 (prise d'effet le 20 octobre 2011).	
2.1b	8 mars 2012	Erratum adopté par le comité de normalisation (suppression du texte inutile dans la section sur la date d'entrée en vigueur et suppression des sous-exigences retirées de l'exigence E14).	Erratum
2.1b	11 avril 2012	Erratum supplémentaire adopté par le comité de normalisation (suppression du texte de la sous-exigence retirée de la mesure M7).	Erratum
2.1b	13 septembre 2012	Approbation par la FERC.	Erratum
3	6 mai 2012	Révisions dans le cadre du projet 2007-03.	Révision
3	9 mai 2012	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
4	Avril 2014	Révisions dans le cadre du projet 2014-03.	Révision
4	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions dans le cadre du projet 2014-03

Éclaircissements et commentaires techniques

Justifications

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le conseil d'administration de la NERC, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification des définitions

Les changements apportés aux définitions proposées répondent à des questions soulevées dans les paragraphes 55, 73 et 74 de la proposition réglementaire (NOPR) concernant l'analyse des limites *SOL* pour tous les horizons temporels, à des questions sur les systèmes de protection et les *automatismes de réseau* dans le paragraphe 78 de la proposition réglementaire, et à la recommandation 27 concernant les déphasages du rapport *FERC/NERC Staff Report on the September 8, 2011 Blackout*. Ces changements visent à faire en sorte que les *évaluations en temps réel* contiennent suffisamment de détails pour assurer une connaissance suffisante de la situation. Exemples : 1) analyse des angles de phase pouvant entraîner la mise en œuvre d'un *plan d'exploitation* consistant à régler la production ou à réduire les transactions afin de permettre la remise en service d'une installation de *transport*, ou 2) évaluation de l'impact d'une *contingence* modifiée découlant du changement d'état (activé/en service à désactivé/hors service) d'un automatisme de réseau.

Justification de l'exigence E1

Certains termes ont été supprimés dans l'exigence E1, car ils sont maintenant intégrés à la définition révisée de l'*analyse de planification opérationnelle*.

Justification de l'exigence E2

Le changement à l'exigence E2 répond au paragraphe 42 de la proposition réglementaire et accompagne les changements apportés à la norme TOP-001-4 proposée.

Justification de l'exigence E3

Changements en réponse à une recommandation du rapport *Standards Independent Experts Review Project* (IERP).

Justification des exigences E4 et E5

Ces exigences ont été ajoutées en réponse à des recommandations du rapport IERP.

Justification des exigences E6 et E7

Ces exigences ont été ajoutées en réponse à la recommandation 1 du rapport *FERC/NERC Staff Report on the September 8, 2011 Blackout*.

Annexe QC-TOP-002-4
Dispositions particulières de la norme TOP-002-4 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : **Planification de l'exploitation**

2. Numéro : TOP-002-4

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

Fonctions

Aucune disposition particulière

Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 16 juin 2017

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 16 juin 2017

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er juillet 2017

6. Contexte :

Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Soumission périodique de données

Déclaration de non-conformité

Rapport par exception

Enquête à la suite d'une plainte

1.3. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Le glossaire de référence au Québec est le «Glossaire des termes et acronymes relatifs aux normes de fiabilité au Québec».

Éclaircissements et commentaires techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	16 juin 2017	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Spécification et collecte des données et informations des *exploitants de réseau de transport* et des *responsables de l'équilibrage***

2. Numéro : **TOP-003-6.1**

3. Objet : Faire en sorte que chaque *exploitant de réseau de transport* et *responsable de l'équilibrage* dispose des données et informations dont il a besoin pour planifier, surveiller et évaluer le fonctionnement de sa *zone d'exploitant de réseau de transport* ou de sa *zone d'équilibrage*.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1. *Exploitant de réseau de transport*

4.1.2. *Responsable de l'équilibrage*

4.1.3. *Propriétaire d'installation de production*

4.1.4. *Exploitant d'installation de production*

4.1.5. *Propriétaire d'installation de transport*

4.1.6. *Distributeur*

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre du projet 2021-06.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit tenir à jour un ou des documents dans lesquels sont spécifiées les données et informations dont il a besoin pour effectuer ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*. Ce ou ces documents de spécification doivent contenir au minimum les éléments suivants : *[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]*

1.1. une liste des données et informations dont l'*exploitant de réseau de transport* a besoin pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*, y compris des données et informations hors *BES* et des données et informations de réseaux externes, ainsi que la désignation des entités tenues de respecter le ou les documents de spécification, selon ce que l'*exploitant de réseau de transport* juge nécessaire ;

1.2. les modalités de notification de l'état actuel des *systèmes de protection* et des *automatismes de réseau* ou de toute dégradation de ceux-ci qui pourrait nuire à la fiabilité du *réseau* ;

1.3. les modalités de notification concernant les groupes de production du *BES* dans des conditions de temps froid locales annoncées par des prévisions, notamment :

1.3.1. les restrictions d'exploitation liées aux facteurs suivants :

1.3.1.1. la capacité et la disponibilité ;

1.3.1.2. les problèmes d'approvisionnement et de stocks de combustible ;

1.3.1.3. la capacité de changement de combustible ; et

1.3.1.4. les contraintes environnementales ;

1.3.2. les valeurs minimales suivantes pour les groupes de production :

1.3.2.1. la température minimale de conception ; ou

1.3.2.2. la température minimale d'exploitation historique ; ou

1.3.2.3. la température minimale de service actuelle par temps froid, selon une analyse technique ;

1.4. un processus accepté par tous pour résoudre les conflits ;

1.5. une ou des méthodes que doit appliquer toute entité désignée selon l'alinéa 1.1 pour fournir des données et informations, spécifiant notamment :

1.5.1. des échéances ou une fréquence pour la transmission des données et informations ;

1.5.2. des critères de performance quant à la disponibilité et à l'exactitude des données et informations, s'il y a lieu ;

1.5.3. des dispositions concernant la mise à jour ou la correction des données et informations, s'il y a lieu ou si nécessaire ;

1.5.4. un format accepté par tous ;

1.5.5. une ou des méthodes acceptées par tous pour la transmission sécuritaire des données et informations.

M1. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit être en mesure de présenter son ou ses documents de spécification des données et informations datés, à jour et en vigueur.

E2. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit tenir à jour un ou des documents dans lesquels sont spécifiées les données et informations dont il a besoin pour remplir ses fonctions d'analyse et effectuer sa surveillance en *temps réel*. Ce ou ces documents de spécification doivent contenir au minimum les éléments suivants :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

2.1. une liste des données et informations dont le *responsable de l'équilibrage* a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel*, y compris des données et informations hors *BES* et des données et informations de réseaux externes, selon ce que le *responsable de l'équilibrage* juge nécessaire, ainsi que la désignation des entités tenues de respecter le ou les documents de spécification ;

2.2. les modalités de notification de l'état actuel des *systèmes de protection* et des *automatismes de réseau* ou de toute dégradation de ceux-ci qui pourrait nuire à la fiabilité du *réseau* ;

2.3. les modalités de notification concernant les groupes de production du *BES* dans des conditions de temps froid locales annoncées par des prévisions, notamment :

2.3.1. les restrictions d'exploitation liées aux facteurs suivants :

2.3.1.1. la capacité et la disponibilité ;

2.3.1.2. les problèmes d'approvisionnement et de stocks de combustible ;

2.3.1.3. la capacité de changement de combustible ; et

2.3.1.4. les contraintes environnementales ;

2.3.2. les valeurs minimales suivantes pour les groupes de production :

2.3.2.1. la température minimale de conception ; ou

2.3.2.2. la température minimale d'exploitation historique ; ou

2.3.2.3. la température minimale de service actuelle par temps froid, selon une analyse technique ;

2.4. un processus accepté par tous pour résoudre les conflits ;

2.5. des méthodes que doit appliquer toute entité désignée selon l'alinéa 2.1 pour fournir des données et informations, spécifiant notamment :

2.5.1. des échéances ou une fréquence pour la transmission des données et informations ;

2.5.2. des critères de performance quant à la disponibilité et à l'exactitude des données et informations, s'il y a lieu ;

2.5.3. des dispositions concernant la mise à jour ou la correction des données et informations, s'il y a lieu ou si nécessaire ;

2.5.4. un format accepté par tous ;

2.5.5. une ou des méthodes acceptées par tous pour la transmission sécuritaire des données et informations.

M2. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit être en mesure de présenter son ou ses documents de spécification des données et informations datés, à jour en en vigueur.

E3. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit distribuer son ou ses documents de spécification aux entités qui détiennent des données ou informations dont il a besoin pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*. *[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]*

M3. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit être en mesure de fournir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a distribué son ou ses documents de spécification aux entités qui détiennent des données ou informations dont il a besoin pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*.

Exemples non limitatifs de pièces justificatives : affichages sur le Web avec avis électronique, journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, reçus postaux (indiquant le destinataire, la date et le contenu) ou courriels.

E4. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit distribuer son ou ses documents de spécification aux entités qui détiennent des données ou informations dont il a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel*. *[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]*

M4. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit être en mesure de fournir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a distribué son ou ses documents de spécification aux entités qui détiennent des données ou informations dont il a besoin pour remplir ses fonctions d'analyse et effectuer sa surveillance en *temps réel*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : affichages sur le Web avec avis électronique, journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, reçus postaux (indiquant le destinataire, la date et le contenu) ou courriels.

E5. Chaque *exploitant de réseau de transport*, *responsable de l'équilibrage*, *propriétaire d'installation de production*, *exploitant d'installation de production*, *propriétaire d'installation de transport* et *distributeur* qui reçoit un ou des documents de spécification des données et informations distribué selon l'exigence E3 ou E4 doit respecter les prescriptions de ce ou ces documents.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

M5. Chaque *exploitant de réseau de transport*, *responsable de l'équilibrage*, *propriétaire d'installation de production*, *exploitant d'installation de production*, *propriétaire d'installation de transport* et *distributeur* qui reçoit un ou des documents de spécification distribués selon l'exigence E3 ou E4 doit être en mesure de fournir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a respecté les prescriptions de ce ou ces documents. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : version électronique ou papier de transmissions de données ou attestations provenant du destinataire.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité : Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives : Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

Chaque entité responsable doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-dessous, à moins que son *CEA* lui ordonne de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête :

Chaque *exploitant de réseau de transport* doit conserver le ou les documents datés, à jour et en vigueur dans lesquels sont spécifiées les données et informations dont il a besoin pour effectuer ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*, selon l'exigence E1 et la mesure M1, ainsi que les documents ayant été en vigueur depuis le dernier audit de conformité.

Chaque *responsable de l'équilibrage* doit conserver le ou les documents datés, à jour et en vigueur dans lesquels sont spécifiées les données et informations dont il a besoin pour remplir ses fonctions d'analyse et effectuer sa surveillance en *temps réel*, selon l'exigence E2 et la mesure M2, ainsi que les documents ayant été en vigueur depuis le dernier audit de conformité.

Chaque *exploitant de réseau de transport* doit conserver pendant trois années civiles des pièces justificatives attestant qu'il a distribué, conformément à l'exigence E3 et à la mesure M3, son ou ses documents de spécification aux entités qui détiennent des données dont il a besoin pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*.

Chaque *responsable de l'équilibrage* doit conserver pendant trois années civiles des pièces justificatives attestant qu'il a distribué, conformément à l'exigence E4 et à la mesure M4, son ou ses documents de spécification aux entités qui détiennent des données dont il a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel*.

Chaque *responsable de l'équilibrage*, *propriétaire d'installation de production*, *exploitant d'installation de production*, *exploitant de réseau de transport*, *propriétaire d'installation de transport* et *distributeur* qui reçoit un ou des documents de spécification selon l'exigence E3 ou E4 doit conserver des pièces justificatives pour la période la plus récente de 90 jours civils attestant qu'il a respecté les prescriptions de ce ou ces documents, conformément à l'exigence E5 et à la mesure M5.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes : Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la *norme de fiabilité*.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification de l'exploitation	Faible	L'*exploitant de réseau de transport* a omis un ou deux des alinéas 1.1 à 1.5 dans le ou les documents de spécification des données et informations dont il a besoin pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*.	L'*exploitant de réseau de transport* a omis trois des alinéas 1.1 à 1.5 dans le ou les documents de spécification des données et informations dont il a besoin pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*.	L'*exploitant de réseau de transport* a omis quatre des alinéas 1.1 à 1.5 dans le ou les documents de spécification des données et informations dont il a besoin pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*.	L'*exploitant de réseau de transport* a omis les cinq alinéas 1.1 à 1.5 dans le ou les documents de spécification des données et informations dont il a besoin pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*. OU L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas créé de document de spécification des données et informations dont il a besoin pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	Planification de l'exploitation	Faible	Le *responsable de l'équilibrage* a omis un ou deux des alinéas 2.1 à 2.5 dans le ou les documents de spécification des données et informations dont il a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel*.	Le *responsable de l'équilibrage* a omis trois des alinéas 2.1 à 2.5 dans le ou les documents de spécification des données et informations dont il a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel*.	Le *responsable de l'équilibrage* a omis quatre des alinéas 2.1 à 2.5 dans le ou les documents de spécification des données et informations dont il a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel*.	Le *responsable de l'équilibrage* a omis les cinq alinéas 2.1 à 2.5 dans le ou les documents de spécification des données et informations dont il a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel*. OU Le *responsable de l'équilibrage* n'a pas créé de document de spécification des données et informations dont il a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel*.
Pour ce qui est des non-conformités aux exigences E3 et E4, la SDT précise qu'il faut commencer par le VSL critique, puis continuer vers la gauche du tableau jusqu'à trouver la situation qui s'applique. De cette manière, la taille de l'entité en cause ne viendra pas fausser l'évaluation. Si une petite entité n'a qu'une seule entité responsable de la fiabilité à informer, le but recherché est que cette situation corresponde à une non-conformité de niveau critique.						

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Planification de l'exploitation	Faible	L'*exploitant de réseau de transport* a omis de distribuer son ou ses documents de spécification à une entité qui détient des données et informations dont il a besoin pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*, ou à au plus 5 % de telles entités selon le nombre le plus élevé.	L'*exploitant de réseau de transport* a omis de distribuer son ou ses documents de spécification à deux entités qui détiennent des données et informations dont il a besoin pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*, ou à plus de 5 % et à au plus 10 % de telles entités de fiabilité selon le nombre le plus élevé.	L'*exploitant de réseau de transport* a omis de distribuer son ou ses documents de spécification à trois entités qui détiennent des données et informations dont il a besoin pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*, ou à plus de 10 % et à au plus 15 % de telles entités de fiabilité selon le nombre le plus élevé.	L'*exploitant de réseau de transport* a omis de distribuer son ou ses documents de spécification à au moins quatre entités qui détiennent des données et informations dont il a besoin pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*, ou à plus de 15 % de telles entités.
E4	Planification de l'exploitation	Faible	Le *responsable de l'équilibrage* a omis de distribuer son ou ses documents de spécification à une entité qui détient des données et informations dont il a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel*, ou à au plus 5 % de telles entités selon le nombre le plus élevé.	Le *responsable de l'équilibrage* a omis de distribuer son ou ses documents de spécification à deux entités qui détiennent des données et informations dont il a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel*, ou à plus de 5 % et à au plus 10 % de telles entités selon le nombre le plus élevé.	Le *responsable de l'équilibrage* a omis de distribuer son ou ses documents de spécification à trois entités qui détiennent des données et informations dont il a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel*, ou à plus de 10 % et à au plus 15 % de telles entités selon le nombre le plus élevé.	Le *responsable de l'équilibrage* a omis de distribuer son ou ses documents de spécification à au moins quatre entités qui détiennent des données et informations dont il a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel,* ou à plus de 15 % de telles entités.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	Planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Moyen	L'entité responsable qui a reçu un ou des documents de spécification selon l'exigence E3 ou E4 a respecté les prescriptions de ce ou ces documents, mais ne s'est pas conformé à un des critères de l'alinéa 1.5 de l'exigence E1 ou de l'alinéa 2.5 de l'exigence E2.	L'entité responsable qui a reçu un ou des documents de spécification selon l'exigence E3 ou E4 a respecté les prescriptions de ce ou ces documents, mais ne s'est pas conformé à deux des critères de l'alinéa 1.5 de l'exigence E1 ou de l'alinéa 2.5 de l'exigence E2.	L'entité responsable qui a reçu un ou des documents de spécification selon l'exigence E3 ou E4 a respecté les prescriptions de ce ou ces documents, mais ne s'est pas conformé à trois des critères de l'alinéa 1.5 de l'exigence E1 ou de l'alinéa 2.5 de l'exigence E2.	L'entité responsable qui a reçu un ou des documents de spécification selon l'exigence E3 ou E4 n'a pas respecté les prescriptions de ce ou ces documents.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1er avril 2005	Date d'entrée en vigueur.	Nouveau document
0	8 août 2005	Suppression du mot « proposed » dans la date d'entrée en vigueur de la version anglaise.	Erratum
1		Modification de l'exigence E1.2. Modification de la mesure M1. Remplacement des niveaux de non-conformité par les VSL du 28 février approuvés par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
1	17 octobre 2008	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	
1	17 mars 2011	Ordonnance de la FERC approuvant la norme TOP-003-1a (prise d'effet le 23 mai 2011).	
2	6 mai 2012	Révision dans le cadre du projet 2007-03.	Révision
2	9 mai 2012	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
3	Avril 2014	Changements dans le cadre du projet 2014-03.	Révision
3	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision dans le cadre du projet 2014-03
3	19 novembre 2015	Approbation par la FERC de la norme TOP-003-3. Dossier RM15-16-000, ordonnance 817.	Révision dans le cadre du projet 2017-07.
4	6 février 2020	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions dans le cadre du projet 2017-07

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
4	30 octobre 2020	Approbation par la FERC de la norme TOP-003-4. Dossier RD20-4-000.	
5	Mai 2021	Changements dans le cadre du projet 2019-6.	Révision
5	11 juin 2021	Approbation par le conseil.	Projet 2019-06 (temps froid)
5	24 août 2021	Approbation par la FERC de la norme TOP-003-5. Dossier RD21-5-000, ordonnance 176.	
6	À déterminer	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions dans le cadre du projet 2021-06.
6.1	Erratum	Approbation par le Comité des normes.	23 août 2023
6.1	2 novembre 2023	Approbation par la FERC de la norme TOP-003-6.1 (dossier RD23-6-000).	
6.1	3 novembre 2023	Entrée en vigueur.	1er juillet 2025

Annexe TOP-003-6.1-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme TOP-003-6.1 – Spécification et collecte des données et informations des exploitants de réseau de transport et des exploitants de réseau et des responsables de l'équilibrage

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité :

La présente norme s'applique aux installations du *réseau de transport principal* (*RTP*) et, pour les exigences E1 et E2, aux installations désignées en vertu de cette exigence.

5. Date d'entrée en vigueur au Québec :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 13 septembre 2024

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 13 septembre 2024

5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme et de son annexe au Québec: 1er avril 2026

B. Exigences et mesures

Disposition particulière applicable à l'exigence E1 et E2 (1.1 et 2.1) :
L'expression « hors *BES* » est remplacée par « hors *RTP* ».

Disposition particulière applicable aux exigences E1 et E2 (1.3 et 2.3) :
L'expression « *BES* » est remplacée par « *RTP* ».

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Interprétations

Aucune disposition particulière.

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	13 septembre 2024	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2024-096.	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : **Moyens de surveillance et d'analyse en *temps réel* de la fiabilité**

2. Numéro : **TOP-010-1(i)**

3. Objet : Établir les exigences applicables aux moyens de surveillance et d'analyse en *temps réel* afin de renforcer la fiabilité du *réseau*.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1 *Exploitants de réseau de transport*

4.1.2 *Responsables de l'équilibrage*

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit mettre en œuvre un *processus d'exploitation* ou une *procédure d'exploitation* visant à assurer la qualité des données en *temps réel* nécessaires pour sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*. Ce *processus d'exploitation* ou cette *procédure d'exploitation* doit comprendre :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

1.1. des critères permettant d'évaluer la qualité des données en *temps réel* ;

1.2. des dispositions visant à informer le *répartiteur* sur la qualité des données en *temps réel* ; et

1.3. des mesures visant à remédier aux problèmes de qualité des données en *temps réel* avec la ou les entités chargées de fournir ces données lorsque le degré de qualité des données a un effet nuisible sur les *évaluations en temps réel*.

M1. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a mis en œuvre son *processus d'exploitation* ou sa *procédure d'exploitation* visant à assurer la qualité des données en *temps réel* nécessaires pour sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : 1) un *processus d'exploitation* ou une *procédure d'exploitation*, en format électronique ou papier, qui répond à tous les critères de l'exigence E1 ; et 2) une ou des pièces justificatives attestant que l'*exploitant de réseau de transport* a mis en œuvre le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* de la façon qui y est prescrite, par exemple des journaux d'exploitation datés, des listes de contrôle datées et des enregistrements vocaux ou leur transcription.

E2. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit mettre en œuvre un *processus d'exploitation* ou une *procédure d'exploitation* visant à assurer la qualité des données en *temps réel* nécessaires pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel*. Ce *processus d'exploitation* ou cette *procédure d'exploitation* doit comprendre :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

2.1. des critères permettant d'évaluer la qualité des données en *temps réel* ;

2.2. des dispositions visant à informer le *répartiteur* sur la qualité des données en *temps réel* ; et

2.3. des mesures visant à remédier aux problèmes de qualité des données en *temps réel* avec la ou les entités chargées de fournir ces données lorsque le degré de qualité des données a un effet nuisible sur ses fonctions d'analyse.

M2. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a mis en œuvre son *processus d'exploitation* ou sa *procédure d'exploitation* visant à assurer la qualité des données en *temps réel* nécessaires pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : 1) un *processus d'exploitation* ou une *procédure d'exploitation*, en format électronique ou papier, qui répond à tous les critères de l'exigence E2 ; et 2) une ou des pièces justificatives attestant que le *responsable de l'équilibrage* a mis en œuvre le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* de la façon qui y est prescrite, par exemple des journaux d'exploitation datés, des listes de contrôle datées et des enregistrements vocaux ou leur transcription.

E3. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit mettre en œuvre un *processus d'exploitation* ou une *procédure d'exploitation* visant à assurer la qualité de l'analyse utilisée pour ses *évaluations en temps réel*. Ce *processus d'exploitation* ou cette *procédure d'exploitation* doit comprendre :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

3.1. des critères permettant d'évaluer la qualité de l'analyse utilisée pour ses *évaluations en temps réel* ;

3.2. des dispositions quant à la manière d'indiquer la qualité de l'analyse utilisée pour ses *évaluations en temps réel* ; et

3.3. des mesures visant à remédier aux problèmes de qualité de l'analyse ayant un effet nuisible sur ses *évaluations en temps réel*.

M3. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a mis en œuvre son *processus d'exploitation* ou sa *procédure d'exploitation* visant à assurer la qualité de l'analyse utilisée pour ses *évaluations en temps réel* conformément à l'exigence E3. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : 1) un *processus d'exploitation* ou une *procédure d'exploitation*, en format électronique ou papier, qui répond à tous les critères de l'exigence E3 ; et 2) une ou des pièces justificatives attestant que l'*exploitant de réseau de transport* a mis en œuvre le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* de la façon qui y est prescrite, par exemple des journaux d'exploitation datés, des listes de contrôle datées et des enregistrements vocaux ou leur transcription.

E4. Chaque *exploitant de réseau de transport* et *responsable de l'équilibrage* doit avoir un contrôleur de fonctionnalité d'alarme qui avise ses *répartiteurs* en cas de panne de son processeur d'alarmes de surveillance en *temps réel*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

M4. Chaque *exploitant de réseau de transport* et *responsable de l'équilibrage* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant l'utilisation d'un contrôleur de fonctionnalité d'alarme qui avise ses *répartiteurs* en cas de panne de son processeur d'alarmes de surveillance en *temps réel*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : registres d'exploitation, imprimés d'ordinateur ou spécifications de système.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. *Responsable des mesures pour assurer la conformité*

Le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* (*CEA*) désigne la NERC ou l'entité régionale, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité obligatoires et exécutoires de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée ci-après est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces plus longtemps.

L'entité visée doit conserver les pièces justificatives attestant sa conformité aux exigences E1, E2 et E4 ainsi qu'aux mesures M1, M2 et M4 pendant l'année civile en cours et l'année civile précédente, à l'exception des journaux d'exploitation et des enregistrements vocaux, qui doivent être conservés pendant au moins 90 jours civils, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

L'*exploitant de réseau de transport* doit conserver les pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E3 et à la mesure M3 pendant une période mobile de 30 jours, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

Si une entité visée est jugée non conforme à une exigence, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

1.3. Programme de surveillance de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

Tableau des éléments de conformité

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	S. O.	Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* de l'*exploitant de réseau de transport* visant à assurer la qualité des données en *temps réel* nécessaires pour sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel* omettait un des éléments indiqués aux alinéas 1.1 à 1.3.	Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* de l'*exploitant de réseau de transport* visant à assurer la qualité des données en *temps réel* nécessaires pour sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel* omettait deux des éléments indiqués aux alinéas 1.1 à 1.3.	Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* de l'*exploitant de réseau de transport* visant à assurer la qualité des données en *temps réel* nécessaires pour sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel* ne comportait aucun des éléments indiqués aux alinéas 1.1 à 1.3. OU L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas mis en œuvre un *processus d'exploitation* ou une *procédure d'exploitation* visant à assurer la qualité des données en *temps réel* nécessaires pour sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	S. O.	Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* du *responsable de l'équilibrage* visant à assurer la qualité des données en *temps réel* nécessaires pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel* omettait un des éléments indiqués aux alinéas 2.1 à 2.3.	Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* du *responsable de l'équilibrage* visant à assurer la qualité des données en *temps réel* nécessaires pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel* omettait deux des éléments indiqués aux alinéas 2.1 à 2.3.	Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* du *responsable de l'équilibrage* visant à assurer la qualité des données en *temps réel* nécessaires pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel* ne comportait aucun des éléments indiqués aux alinéas 2.1 à 2.3. OU Le *responsable de l'équilibrage* n'a pas mis en œuvre un *processus d'exploitation* ou une *procédure d'exploitation* visant à assurer la qualité des données en *temps réel* nécessaires pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel*.
E3	S. O.	Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* de l'*exploitant de réseau de transport* visant à assurer la qualité de l'analyse utilisée pour ses *évaluations en temps réel* omettait un des éléments indiqués aux alinéas 3.1 à 3.3.	Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* de l'*exploitant de réseau de transport* visant à assurer la qualité de l'analyse utilisée pour ses *évaluations en temps réel* omettait deux des éléments indiqués aux alinéas 3.1 à 3.3.	Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* de l'*exploitant de réseau de transport* visant à assurer la qualité de l'analyse utilisée pour ses *évaluations en temps réel* ne comportait aucun des éléments indiqués aux alinéas à 3.1 à 3.3. OU L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas mis en œuvre un *processus d'exploitation* ou une *procédure d'exploitation* visant à assurer la qualité de l'analyse utilisée pour ses *évaluations en temps réel*.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4	S. O.	S. O.	L'entité responsable a un contrôleur de fonctionnalité d'alarme, mais celui-ci n'a pas avisé ses *répartiteurs* lors d'une panne de son processeur d'alarmes de surveillance en *temps réel*.	L'entité responsable n'a pas de contrôleur de fonctionnalité d'alarme pour aviser ses *répartiteurs* en cas de panne de son processeur d'alarmes de surveillance en *temps réel*.

D. Différences régionales

Aucune

E. Documents connexes

Plan de mise en œuvre

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	30 octobre 2015	Nouvelle norme élaborée dans le cadre du projet 2009-02 en réponse aux recommandations du rapport du Groupe de travail sur les pratiques exemplaires concernant les outils en temps réel et aux prescriptions de la FERC.	S. O.
1	5 mai 2016	Adoption par le Conseil d'administration.	Nouveau document
1	22 septembre 2016	Ordonnance de la NERC approuvant la norme TOP-010-1 (dossier RD16-6-000).	
1(i)	22 septembre 2016	Directive de la NERC ordonnant que le facteur de risque des exigences E1 et E2 passe de moyen à élevé (dossier RD16-6-000).	Révision
1(i)	2 novembre 2016	Adoption par le Conseil d'administration.	Nouveau document
1(i)	14 décembre 2016	Lettre de la FERC approuvant la révision du facteur de risque des exigences E1 et E2 pour les faire passer de moyen à élevé (dossier RD16-6-001).	

Éclaircissements et commentaires techniques

La surveillance en *temps réel* du *système de production-transport d'électricité* (*BES*) est une des principales fonctions des *coordonnateurs de la fiabilité* (*RC*), des *exploitants de réseau de transport* (*TOP*) et des *responsables de l'équilibrage* (*BA*) dans le contexte des normes de fiabilité TOP et IRO. Dans ces normes, la surveillance consiste à observer l'état de fonctionnement et les valeurs d'exploitation en *temps réel* afin de maintenir la connaissance des conditions du réseau. La surveillance en *temps réel* peut comprendre les activités suivantes effectuées en *temps réel* :

- acquisition des données d'exploitation ;
- affichage des données d'exploitation selon les besoins de visualisation des conditions du réseau ;
- alertes sonores ou visuelles pour signaler certaines conditions dans le réseau ; et
- alertes sonores ou visuelles pour signaler une dégradation ou une indisponibilité des moyens de surveillance et d'analyse.

Exigence E1

Le *TOP* utilise un ensemble de données en *temps réel*, spécifié dans l'exigence E1 de la norme TOP-003-3, pour sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*. Les exigences fonctionnelles relatives à l'exécution de la surveillance et des *évaluations en temps réel* figurent dans d'autres normes de fiabilité.

Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* du *TOP* doit énoncer des critères permettant d'évaluer la qualité des données en *temps réel* conformément à l'alinéa 1.1 de l'exigence E1 de la norme TOP-010-1 proposée. Ces critères guident la détection des problèmes de qualité des données, notamment les suivants :

- données à l'extérieur d'un intervalle de valeurs préétabli ;
- données analogiques non mises à jour dans un délai préétabli ;
- saisie manuelle de données en remplacement des données de télémesure ; ou
- données signalées comme non valides ou suspectes pour toute autre raison.

Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* doit spécifier la manière d'informer le personnel d'exploitation de la qualité des données en *temps réel*, par exemple au moyen d'indicateurs de qualité comme des couleurs d'affichage, des témoins visuels ou d'autres indicateurs apparentés qu'on trouve dans les spécifications de surveillance en *temps réel*.

L'alinéa 1.3 de l'exigence E1 indique que le *TOP* doit prévoir des mesures visant à remédier aux problèmes de qualité des données en *temps réel* avec la ou les entités chargées de fournir ces données lorsque le degré de qualité des données a un effet nuisible sur les *évaluations en temps réel*. Cet alinéa vise spécifiquement les problèmes de qualité des données qui compromettent les *évaluations en temps réel*. Les autres problèmes de qualité des données moins prioritaires sont traités conformément aux pratiques d'exploitation de l'entité et ne sont pas visés par l'alinéa 1.3 de l'exigence E1.

Les mesures engagées par le *TOP* pour remédier aux problèmes de qualité des données sont des actions qui tombent sous ses attributions existantes et font appel aux moyens dont il dispose déjà, et qui lui permettent de s'informer sur la situation et de remplir ses obligations d'*évaluation en temps réel*. Exemples non limitatifs de mesures visant à remédier aux problèmes de qualité des données :

- aviser les entités qui fournissent des données en *temps réel* au *TOP* ;

- suivre les processus établis pour résoudre les conflits de données, conformément à la norme TOP-003-3 ou à d'autres normes de fiabilité pertinentes ;
- prendre des mesures correctives pour les données produites par le *TOP* lui-même ;
- changer de sources de données afin que le problème de qualité des données ne nuise plus aux *évaluations en temps réel* du *TOP* ;
- saisir les données manuellement et les mettre à jour selon les besoins.

Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* doit indiquer clairement au personnel d'exploitation comment reconnaître les données qui nuisent à la qualité de l'*évaluation en temps réel*, afin de permettre de remédier efficacement aux problèmes de qualité des données dans un délai approprié.

Exigence E2

Le *BA* utilise un ensemble de données en *temps réel*, spécifié dans l'exigence E2 de la norme TOP-003-3, pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel*. Les exigences relatives à l'exécution de la surveillance figurent dans d'autres normes de fiabilité.

Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* du *BA* doit énoncer des critères permettant d'évaluer la qualité des données en *temps réel* conformément à l'alinéa 2.1 de l'exigence E2 de la norme TOP-010-1 proposée. Ces critères guident la détection des problèmes de qualité des données, notamment les suivants :

- données à l'extérieur d'un intervalle de valeurs préétabli ;
- données analogiques non mises à jour dans un délai préétabli ;
- saisie manuelle de données en remplacement des données de télémesure ; ou
- données signalées comme non valides ou suspectes pour toute autre raison.

Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* doit spécifier la manière d'informer le personnel d'exploitation de la qualité des données en *temps réel*, par exemple au moyen d'indicateurs de qualité comme des couleurs d'affichage, des témoins visuels ou d'autres indicateurs apparentés qu'on trouve dans les spécifications de surveillance en *temps réel*.

L'alinéa 2.3 de l'exigence E2 indique que le *BA* doit prévoir dans son *processus d'exploitation* ou sa *procédure d'exploitation* des mesures visant à remédier aux problèmes de qualité des données en *temps réel* lorsque le degré de qualité des données a un effet nuisible sur ses fonctions d'analyse. Cet alinéa vise spécifiquement les problèmes de qualité des données qui compromettent les fonctions d'analyse. Les autres problèmes de qualité des données moins prioritaires sont traités conformément aux pratiques d'exploitation de l'entité et ne sont pas visés par l'alinéa 2.3 de l'exigence E2.

Les mesures engagées par le *BA* pour remédier aux problèmes de qualité des données sont des actions qui tombent sous ses attributions existantes et font appel aux moyens dont il dispose déjà, et qui lui permettent de s'informer sur la situation et de remplir ses fonctions d'analyse. Exemples non limitatifs de mesures visant à remédier aux problèmes de qualité des données :

- aviser les entités qui fournissent des données en *temps réel* au *BA* ;
- suivre les processus établis pour résoudre les conflits de données, conformément à la norme TOP-003-3 ou à d'autres normes de fiabilité pertinentes ;
- prendre des mesures correctives pour les données produites par le *BA* lui-même ;

- changer de sources de données afin que le problème de qualité des données ne nuise plus aux fonctions d'analyse du *BA* ;
- saisir les données manuellement et les mettre à jour selon les besoins.

Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* doit indiquer clairement au personnel d'exploitation comment reconnaître les données qui nuisent à la qualité de l'analyse, afin de permettre de remédier efficacement aux problèmes de qualité des données dans un délai approprié.

Exigence E3

L'exigence E3 oblige les *TOP* à prévoir des procédures pour remédier aux problèmes de qualité des résultats d'analyse utilisés pour les *évaluations en temps réel*. Les exigences qui rendent obligatoires les *évaluations en temps réel* figurent dans d'autres normes de fiabilité. Les types d'analyse utilisés pour les *évaluations en temps réel* comprennent par exemple, selon le cas, l'estimation d'état, l'analyse des *contingences* en *temps réel*, l'analyse de *stabilité* ou d'autres études.

Parmi les exemples possibles des types de critères utilisés pour évaluer la qualité des analyses destinées aux *évaluations en temps réel* : tolérance de la solution, décalage par rapport aux données en *temps réel*, convergence, etc.

Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* doit décrire comment le personnel d'exploitation sera informé de la qualité des résultats d'analyse utilisés dans l'*évaluation en temps réel*.

Exigence E4

L'exigence E4 répond à la recommandation S7 du rapport du Groupe de travail sur les pratiques exemplaires concernant les outils en temps réel ; cette recommandation spécifie le besoin d'informer les *répartiteurs* sur l'état de disponibilité de la fonctionnalité d'alarmes.

Un contrôleur de fonctionnalité d'alarme peut être une application intégrée à un système de surveillance en *temps réel*, ou être un système distinct. Les dispositifs de type « Heartbeat » ou « WatchDog » en sont des exemples. Le contrôleur de fonctionnalité d'alarme doit être conçu et mis en œuvre de manière à ne pas cesser de fonctionner en cas de défaillance du processeur d'alarmes de surveillance en *temps réel*.

Justifications

Justification de l'exigence E1

L'*exploitant de réseau de transport* (*TOP*) utilise un ensemble de données en *temps réel*, spécifié dans l'exigence E1 de la norme TOP-003-3, pour sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*. Les exigences fonctionnelles relatives à l'exécution de la surveillance en *temps réel* et des *évaluations en temps réel* figurent dans d'autres normes de fiabilité.

Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* doit spécifier la manière d'informer le personnel d'exploitation de la qualité des données en *temps réel*, par exemple au moyen d'indicateurs de qualité comme des couleurs d'affichage, des témoins visuels ou d'autres indicateurs apparentés qu'on trouve dans les spécifications de surveillance en *temps réel*.

L'alinéa 1.3 de l'exigence E1 de la présente norme stipule que le *TOP* doit intégrer à son *processus d'exploitation* ou à sa *procédure d'exploitation* des mesures pour remédier aux problèmes de qualité des données en *temps réel* qui ont un effet nuisible sur ses *évaluations en temps réel*. Des exemples de telles mesures sont présentés à la section Éclaircissements et commentaires techniques. Ces mesures pourraient être les mêmes que le processus de résolution des conflits de données prescrit à l'alinéa 5.2 de l'exigence E5 de la norme TOP-003-3, à condition que ce processus s'applique aux problèmes de qualité des données en *temps réel*.

La révision de l'alinéa 1.3, qui stipule de remédier aux problèmes de qualité des données en *temps réel* « lorsque le degré de qualité des données a un effet nuisible sur les *évaluations en temps réel* », clarifie l'étendue des données auxquelles s'applique le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation*.

Justification de l'exigence E2

Le *responsable de l'équilibrage* (*BA*) utilise un ensemble de données en *temps réel*, spécifié dans l'exigence E2 de la norme TOP-003-3, pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel*. Les exigences relatives à l'exécution de la surveillance figurent dans d'autres normes de fiabilité.

Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* doit spécifier la manière d'informer le personnel d'exploitation de la qualité des données en *temps réel*, par exemple au moyen d'indicateurs de qualité comme des couleurs d'affichage, des témoins visuels ou d'autres indicateurs apparentés qu'on trouve dans les spécifications de surveillance en *temps réel*.

L'alinéa 2.3 de l'exigence E2 de la présente norme stipule que le *BA* doit intégrer à son *processus d'exploitation* ou à sa *procédure d'exploitation* des mesures pour remédier aux problèmes de qualité des données en *temps réel* qui ont un effet nuisible sur ses fonctions d'analyse. Des exemples de telles mesures sont présentés à la section Éclaircissements et commentaires techniques. Ces mesures pourraient être les mêmes que le processus de résolution des conflits de données prescrit à l'alinéa 5.2 de l'exigence E5 de la norme TOP-003-3, à condition que ce processus s'applique aux problèmes de qualité des données en *temps réel*.

La révision de l'alinéa 2.3, qui stipule de remédier aux problèmes de qualité des données en *temps réel* « lorsque le degré de qualité des données a un effet nuisible sur les *évaluations en temps réel* », clarifie l'étendue des données auxquelles s'applique le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation*.

Justification de l'exigence E3

L'exigence E3 oblige les *TOP* à prévoir des procédures pour remédier aux problèmes de qualité des résultats d'analyse utilisés pour les *évaluations en temps réel*. Les exigences qui rendent obligatoires les *évaluations en temps réel* figurent dans d'autres normes de fiabilité. Les types d'analyse utilisés pour

les *évaluations en temps réel* comprennent par exemple, selon le cas, l'estimation d'état, l'analyse des *contingences* en *temps réel*, l'analyse de *stabilité* ou d'autres techniques analytiques.

Le *processus d'exploitation* ou la *procédure d'exploitation* doit décrire comment le personnel d'exploitation sera informé de la qualité des résultats d'analyse utilisés dans l'évaluation en *temps réel*. Le personnel d'exploitation comprend les *répartiteurs* et les membres du personnel de soutien à l'exploitation en *temps réel*.

Justification de l'exigence E4

Cette exigence répond à la recommandation S7 du rapport du Groupe de travail sur les pratiques exemplaires concernant les outils en *temps réel*, qui porte sur la connaissance par les *répartiteurs* de l'état de disponibilité de la fonctionnalité d'alarmes.

Dans la deuxième ébauche de la norme proposée, cette exigence a été révisée par souci de clarté, et le mot *indépendant* été retiré. Le contrôleur de fonctionnalité d'alarme doit pouvoir signaler la défaillance du processeur d'alarmes de surveillance en *temps réel*. Cette fonction pourrait être assurée par une application intégrée à un système de surveillance en *temps réel*, ou encore par un dispositif distinct utilisé par le *répartiteur*. Le contrôleur de fonctionnalité d'alarme ne doit pas devenir inopérant en même temps que le processeur d'alarmes de surveillance en *temps réel*.

Annexe TOP-010-1(i)-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme TOP-010-1(i) – Moyens de surveillance et l'analyse en *temps réel* de la fiabilité

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière

2. Numéro : Aucune disposition particulière

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1.	Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie :	9 juin 2020
5.2.	Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie :	9 juin 2020
5.3.	Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe :	1er janvier 2022

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité à la norme de fiabilité visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Éclaircissements et commentaires techniques

Aucune disposition particulière

Justifications

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	9 juin 2020	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** **Critères de comportement de la planification du réseau de transport**

2. **Numéro :** **TPL-001-4**

3. **Objet :** Établir des critères de comportement de la planification du réseau de *transport* dans l'horizon de planification, afin de développer un *système de production-transport d'électricité* (BES) qui fonctionnera de façon fiable dans une grande variété de conditions de *réseau* et malgré des *contingences* probables très variées.

4. **Applicabilité :**

   4.1. Entités fonctionnelles

   4.1.1. *Coordonnateur de la planification*

   4.1.2. *Planificateur de réseau de transport*

5. **Date d'entrée en vigueur :** Les exigences E1 et E7 ainsi que les définitions entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois après l'approbation réglementaire appropriée. Dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, les exigences E1 et E7 entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois après l'adoption par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité.

   Sauf dans les cas indiqués ci-après, les exigences E2 à E6 et l'exigence E8 entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après l'approbation réglementaire appropriée. Dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, toutes les exigences, sauf dans les cas indiqués ci-après, entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après l'adoption par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité.

   Pendant 84 mois civils à compter du premier jour du premier trimestre civil à survenir après l'approbation réglementaire appropriée, ou, dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, le premier jour du premier trimestre civil à survenir 84 mois civils après l'adoption par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité, les *plans d'actions correctives* applicables aux catégories de *contingences* et d'événements suivantes, définies au tableau 1 de la norme TPL-001-4, pourront recourir à une *perte de charge non subordonnée* ou à une réduction du *service de transport ferme* (conformément à l'alinéa 2.7.3 de l'exigence E2), mesures qui ne seraient pas normalement admises en vertu de la norme TPL-001-4 :

   - P1-2 (pour une interruption contrôlée de l'alimentation électrique à des clients d'un réseau local raccordés à l'élément en *défaut*, ou alimentés par celui-ci)
   - P1-3 (pour une interruption contrôlée de l'alimentation électrique à des clients d'un réseau local raccordés à l'élément en *défaut*, ou alimentés par celui-ci)
   - P2-1
   - P2-2 (plus de 300 kV)
   - P2-3 (plus de 300 kV)
   - P3-1 à P3-5
   - P4-1 à P4-5 (plus de 300 kV)
   - P5 (plus de 300 kV)

B. Exigences

E1. Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit tenir à jour des modèles de *réseau* pour sa zone aux fins des études nécessaires pour compléter son *évaluation de la planification*. Ces modèles doivent utiliser des données compatibles à celles fournies conformément aux normes MOD-010 et MOD-012, complétées par d'autres sources au besoin, y compris les éléments représentés dans le *plan d'actions correctives*, et doivent représenter les conditions projetées du *réseau*. Ces informations correspondent à la catégorie P0 du tableau 1, qui représente les conditions normales du *réseau*. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé] [Horizon de temps : planification à long terme]*

1.1. Les modèles de *réseau* doivent représenter :

1.1.1. Les *installations* existantes ;

1.1.2. Les indisponibilités connues d'*installations* de production ou de *transport* d'une durée d'au moins six mois ;

1.1.3. Les nouvelles *installations* projetées et les changements aux *installations* existantes ;

1.1.4. Les prévisions de *charge* active et de *charge* réactive ;

1.1.5. Les engagements connus pour le *service de transport ferme* et les *échanges* ;

1.1.6. Les ressources (du côté de la production ou de la charge) requises pour alimenter la *charge*.

E2. Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit préparer annuellement une *évaluation de la planification* pour sa portion du BES. Cette *évaluation de la planification* doit être appuyée par des études courantes ou par des études passées admissibles (selon les critères de l'alinéa 2.6 de l'exigence E2), documenter les hypothèses et présenter sous forme succincte les résultats des analyses en régime permanent, des analyses de court-circuit et des analyses de *stabilité*. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé] [Horizon de temps : planification à long terme]*

2.1. Pour l'*évaluation de la planification*, la partie de l'analyse en régime permanent qui porte sur l'*horizon de planification du transport à court terme* doit être évaluée annuellement et être appuyée par des études annuelles courantes ou par des études passées admissibles selon l'alinéa 2.6 de l'exigence E2. Les études admissibles doivent porter notamment sur les conditions suivantes :

2.1.1. La pointe de *charge* du *réseau* pour l'*année un* ou l'année deux, ainsi que pour l'année cinq.

2.1.2. La *charge hors pointe* du *réseau* pour une des cinq années.

2.1.3. Les événements P1 du tableau 1, avec modélisation des indisponibilités connues conformément à l'alinéa 1.1.2 de l'exigence E1, dans les conditions de pointe ou *hors pointe* du *réseau* lors desquelles les indisponibilités connues sont programmées.

2.1.4. Pour chacune des études indiquées aux alinéas 2.1.1 et 2.1.2 de l'exigence E2, un ou plusieurs cas de sensibilité doivent être utilisés pour démontrer l'impact des changements aux hypothèses de base adoptées pour le modèle. À cette fin, l'analyse de sensibilité de l'*évaluation de la planification* doit faire varier une ou plusieurs des conditions suivantes à un degré suffisant pour éprouver le *réseau* dans une plage de conditions crédibles qui donnent lieu à un changement mesurable dans la réponse du *réseau* :

- la *charge* réelle et réactive projetée ;
- les transferts prévus ;
- les dates prévues de mise en service des *installations* de *transport* nouvelles ou modifiées ;
- la capacité des ressources réactives ;
- les mises en service ou désaffectations de groupes de production, ou d'autres scénarios de répartition ;
- les *charges* modulables et la *gestion de la demande* ;
- la durée ou le moment des indisponibilités de *transport* connues.

2.1.5. Lorsque la stratégie d'équipement de rechange d'une entité est susceptible d'entraîner l'indisponibilité d'un équipement de *transport* important dont le délai de livraison est d'au moins un an (par exemple un transformateur), l'impact de cette indisponibilité possible sur le comportement du réseau doit être étudié. Les études doivent tenir compte des catégories P0, P1 et P2 définies au tableau 1, avec les conditions de réseau attendues pendant l'indisponibilité possible de cet équipement à long délai de livraison.

2.2. Pour l'*évaluation de la planification*, la partie de l'analyse de régime permanent qui porte sur l'*horizon de planification du transport à long terme* doit être évaluée annuellement et être appuyée par l'étude courante annuelle suivante, en plus d'études passées admissibles selon l'alinéa 2.6 de l'exigence E2 :

2.2.1. Une étude courante qui évalue les conditions de *pointe* prévues du *réseau* pour une des années de l'*horizon de planification du transport à long terme*, avec raisonnement du choix de l'année en question.

2.3. La portion analyse de court-circuit de l'*évaluation de la planification* doit être effectuée annuellement pour l'*horizon de planification du transport à court terme* et peut être appuyée par des études courantes ou par des études passées admissibles selon l'alinéa 2.6 de l'exigence E2. L'analyse doit servir à déterminer si les disjoncteurs ont un pouvoir de coupure suffisant pour les *défauts* qu'ils devront éliminer en utilisant le modèle de court-circuit du *réseau*, avec les *installations* de production et de *transport* en service planifié qui sont susceptibles d'influer sur la zone d'étude.

2.4. Pour l'*évaluation de la planification*, la partie de l'analyse de *stabilité* qui porte sur l'*horizon de planification du transport à court terme* doit être évaluée annuellement et être appuyée par des études courantes ou par des études passées admissibles selon l'alinéa 2.6 de l'exigence E2. Les études suivantes sont requises :

2.4.1. La pointe de *charge* du *réseau* pour une des cinq années. Les niveaux de *charge* de pointe doivent être liés à un modèle de *charge* qui représente le comportement dynamique prévu des *charges* susceptibles d'influer sur la zone d'étude, compte tenu du comportement des *charges* de moteur à induction. Un modèle de *charge* globale du *réseau* qui représente le comportement dynamique de l'ensemble de la *charge* est acceptable.

2.4.2. La *charge hors pointe* du *réseau* pour une des cinq années.

2.4.3. Pour chacune des études indiquées aux alinéas 2.4.1 et 2.4.2 de l'exigence E2, un ou plusieurs cas de sensibilité doivent être utilisés pour démontrer l'impact des changements aux hypothèses de base adoptées pour le modèle. À cette fin,

l'analyse de sensibilité de l'*évaluation de la planification* doit faire varier une ou plusieurs des conditions suivantes à un degré suffisant pour éprouver le *réseau* dans une plage de conditions crédibles qui donnent lieu à un changement mesurable de performance :

- les hypothèses quant au niveau de *charge*, à la prévision de *charge* ou au modèle de *charge* dynamique ;
- les transferts prévus ;
- les dates prévues de mise en service des *installations* de *transport* nouvelles ou modifiées ;
- la capacité des ressources réactives ;
- les mises en service ou désaffectations de groupes de production, ou d'autres scénarios de répartition.

2.5. Pour l'*évaluation de la planification*, la partie de l'analyse de *stabilité* qui porte sur l'*horizon de planification du transport à long terme* doit évaluer l'impact d'ajouts ou de changements importants projetés à la capacité de production sur cette période et doit être appuyée par des études courantes ou par des études passées admissibles selon l'alinéa 2.6 de l'exigence E2, et doit comprendre une documentation à l'appui du raisonnement technique des changements importants envisagés.

2.6. Il est permis d'utiliser des études passées pour appuyer l'*évaluation de la planification* si ces études répondent aux exigences suivantes :

2.6.1. Pour une étude de régime permanent, de court-circuit ou de *stabilité*, l'étude doit dater d'au plus cinq années civiles, à moins qu'un raisonnement technique puisse être fourni pour démontrer que les résultats d'une étude plus ancienne demeurent valides.

2.6.2. Pour une étude de régime permanent, de court-circuit ou de *stabilité*, aucun changement important ne doit avoir été apporté au *réseau* représenté dans l'étude. Une documentation à l'appui du raisonnement technique de l'absence de changements importants doit être fournie.

2.7. Pour les événements de planification indiqués au tableau 1, lorsque l'analyse montre que le réseau ne répond pas aux critères de comportement du tableau 1, l'*évaluation de la planification* doit comporter un ou des *plans d'actions correctives* indiquant comment les critères de comportement seront respectés. Les *évaluations de la planification* subséquentes pourront apporter des révisions aux *plans d'actions correctives*, mais le *réseau* planifié devra continuer de répondre aux critères de comportement du tableau 1. Il n'est pas nécessaire d'établir des *plans d'actions correctives* pour modifier les critères de comportement en réponse à un seul cas de sensibilité analysé selon les alinéas 2.1.4 et 2.4.3 de l'exigence E2. Le ou les *plans d'actions correctives* doivent :

2.7.1. Présenter la liste des lacunes du *réseau* et des actions correspondantes permettant d'assurer le comportement requis du *réseau*. Les exemples de telles actions comprennent :

- l'installation, la modification, la désaffectation ou le retrait d'*installations* de *transport* ou de production et de tout équipement connexe ;
- l'installation, la modification ou le retrait de *systèmes de protection* ou d'*automatismes de réseau* ;

- l'installation ou la modification de dispositifs automatiques de rejet de production en réponse à une *contingence* simple ou multiple afin d'atténuer les infractions aux critères de *stabilité* ;
- l'installation ou la modification de dispositifs manuels ou automatiques de réduction ou de rejet de production en réponse à une *contingence* simple ou multiple afin d'atténuer les infractions aux critères de régime permanent ;
- l'utilisation de *procédures d'exploitation*, avec indication de la période pendant laquelle elles seront nécessaires dans le cadre du *plan d'actions correctives* ;
- le recours à des demandes tarifaires, à la *gestion de la demande*, à des nouvelles technologies ou à d'autres initiatives.

2.7.2. Comporter des actions visant à résoudre des lacunes de comportement signalées dans plusieurs études de sensibilité, ou présenter un raisonnement de la non-nécessité de ces actions.

2.7.3. Si des situations échappant au contrôle du *planificateur de réseau de transport* ou du *coordonnateur de la planification* surviennent et empêchent la mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* dans les délais prescrits, le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification* est autorisé à recourir à une *perte de charge non subordonnée* ou à une réduction du *service de transport ferme* pour corriger une situation qui ne serait normalement pas permise selon le tableau 1, à condition de documenter les mesures prises pour corriger la situation. Le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification* doit documenter la situation à l'origine du problème, les autres solutions évaluées, ainsi que le recours à une *perte de charge non subordonnée* ou à une réduction du *service de transport ferme*.

2.7.4. Faire l'objet d'une révision lors des *évaluations de la planification* annuelles subséquentes, afin que sa validité soit confirmée et que le statut de mise en œuvre des *installations* de *réseau* et des *procédures d'exploitation* indiquées soit tenu à jour.

2.8. Pour l'analyse de court-circuit, si le courant de court-circuit à interrompre par les disjoncteurs, tel que déterminé selon l'alinéa 2.3 de l'exigence E2, dépasse leur *caractéristique assignée*, l'*évaluation de la planification* doit comprendre un *plan d'actions correctives* pour corriger les infractions liées aux *caractéristiques assignées de l'équipement*. Ce *plan d'actions correctives* doit remplir les conditions suivantes :

2.8.1. Présenter la liste des lacunes du *réseau*, avec les actions correspondantes permettant d'assurer le comportement requis du *réseau*.

2.8.2. Faire l'objet d'une révision lors des *évaluations de la planification* annuelles subséquentes, afin que sa validité soit confirmée et que le statut de mise en œuvre des *installations* de *réseau* et des *procédures d'exploitation* indiquées soit tenu à jour.

E3. Pour la portion analyse en régime permanent de l'*évaluation de la planification*, chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit effectuer des études pour l'*horizon de planification du transport à court et à long terme* conformément aux alinéas 2.1 et 2.2 de l'exigence E2. Ces études doivent utiliser des modèles de simulation

informatique alimentés par les données spécifiées à l'exigence E1. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification à long terme]*

3.1. Des études doivent être effectuées pour les événements de planification afin de déterminer si le BES répond aux critères de comportement du tableau 1 en se basant sur la liste de *contingences* établie d'après l'alinéa 3.4 de l'exigence E3.

3.2. Des études doivent être effectuées pour évaluer l'impact des événements extrêmes qui sont identifiés dans la liste établie d'après l'alinéa 3.5 de l'exigence E3.

3.3. Les analyses des *contingences* spécifiées aux alinéas 3.1 et 3.2 de l'exigence E3 doivent remplir les conditions suivantes :

3.3.1. Simuler le retrait de tous les éléments que le *système de protection* et d'autres commandes automatiques sont censés débrancher pour chaque *contingence*, sans intervention des opérateurs. Les analyses doivent s'étendre à l'impact des événements subséquents suivants :

3.3.1.1. Déclenchement des groupes de production, lorsque des simulations montrent que les tensions au jeu de barres des groupes de production ou du côté haute tension des transformateurs élévateurs sont inférieures à la limite minimale connue ou présumée en régime permanent du groupe de production ou de sa tenue aux creux de tension. L'évaluation doit indiquer toutes les hypothèses posées.

3.3.1.2. Déclenchement d'éléments de *transport* si les limites de capacité de *charge* des relais sont dépassées.

3.3.2. Simuler la commande automatique prévue de dispositifs existants ou projetés conçus pour assurer la commande en régime permanent des grandeurs du réseau électrique, si ces dispositifs influent sur la zone d'étude. Ces dispositifs peuvent comprendre notamment des transformateurs déphaseurs, des transformateurs avec changeur de prises en charge ainsi que des condensateurs et des inductances commutables.

3.4. Les événements de planification du tableau 1, qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le *réseau* dans sa portion du BES doivent être identifiés et une liste de ces *contingences* à évaluer en fonction des critères de comportement du *réseau*, conformément à l'alinéa 3.1 de l'exigence E3. Le raisonnement du choix des *contingences* à évaluer doit être fourni à l'appui.

3.4.1. Le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport* doivent travailler en coordination avec les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes pour faire en sorte que les *contingences* dans les *réseaux* adjacents susceptibles d'influer sur leur *réseau* soient également inscrites dans la liste de *contingences*.

3.5. Les événements extrêmes du tableau 1, qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le *réseau* doivent être identifiés et une liste de ces événements à évaluer, conformément à l'alinéa 3.2 de l'exigence E3. Le raisonnement du choix des *contingences* à évaluer doit être fourni à l'appui. Si l'analyse conclut que certains événements extrêmes risquent de provoquer des *déclenchements en cascade*, une évaluation des mesures qui permettraient de réduire la probabilité de ces événements ou d'en atténuer les conséquences et les effets nuisibles doit être effectuée.

E4. Pour l'analyse de *stabilité* prescrite aux alinéas 2.4 et 2.5 de l'exigence E2 dans le cadre de l'*évaluation de la planification*, chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit effectuer les analyses de *contingences* indiquées au tableau 1. Ces analyses doivent utiliser des modèles de simulation informatique alimentés par les données spécifiées à l'exigence E1. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification à long terme]*

4.1. Des études doivent être effectuées pour les événements de planification afin de déterminer si le BES répond aux critères de comportement du tableau 1 en se basant sur la liste de *contingences* établie d'après l'alinéa 4.4 de l'exigence E4.

4.1.1. Pour l'événement de planification P1 : aucun groupe de production ne doit décrocher. Le fait qu'un groupe de production soit débranché du *réseau* par l'élimination d'un défaut ou par l'action d'un *automatisme de réseau* n'est pas considéré comme un décrochage.

4.1.2. Pour les événements de planification P2 à P7 : lorsqu'un groupe de production décroche au cours d'une simulation, les fluctuations d'impédance apparente qui s'ensuivent ne doivent pas entraîner la mise hors circuit d'aucun élément du réseau de *transport*, sauf le groupe de production et les *installations* qui y sont raccordées directement.

4.1.3. Pour les événements de planification P1 à P7 : les oscillations de puissance doivent présenter un amortissement jugé acceptable par le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport*.

4.2. Des études doivent être effectuées pour évaluer l'impact des événements extrêmes qui sont identifiés dans la liste établie d'après l'alinéa 4.5 de l'exigence E4.

4.3. Les analyses des *contingences* spécifiées aux alinéas 4.1 et 4.2 de l'exigence E4 doivent remplir les conditions suivantes :

4.3.1. Simuler le retrait de tous les éléments que le *système de protection* et d'autres commandes automatiques sont censés débrancher pour chaque *contingence*, sans intervention des opérateurs. Les analyses doivent s'étendre à l'impact des événements subséquents suivants :

4.3.1.1. Réenclenchement à grande vitesse (moins de 1 seconde) réussi et réenclenchement à grande vitesse non réussi à la suite d'un *défaut*, si des dispositifs de réenclenchement à grande vitesse sont utilisés.

4.3.1.2. Déclenchement des groupes de production, lorsque des simulations montrent que les tensions au jeu de barres des groupes de production ou du côté haute tension des transformateurs élévateurs sont inférieures à la valeur de tenue du groupe de production aux creux de tension. L'évaluation doit indiquer toutes les hypothèses posées.

4.3.1.3. Déclenchement de lignes de *transport* ou de transformateurs, si les oscillations transitoires entraînent l'intervention du *système de protection*, d'après des modèles de relais génériques ou réels.

4.3.2. Simuler la commande automatique prévue de dispositifs existants ou projetés conçus pour assurer la commande en régime dynamique des grandeurs du réseau électrique, si ces dispositifs influent sur la zone d'étude. Ces dispositifs peuvent comprendre notamment des stabilisateurs d'excitation de groupes de

production, des stabilisateurs de puissance, des compensateurs statiques, des contrôleurs de transit de puissance et des contrôleurs de *transport* de courant continu.

4.4. Les événements de planification du tableau 1, qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le *réseau* dans sa portion du BES doivent être identifiés et une liste de ces *contingences* à évaluer en fonction des critères de comportement du *réseau*, conformément à l'alinéa 4.1 de l'exigence E4. Le raisonnement du choix des *contingences* à évaluer doit être fourni à l'appui.

4.4.1. Le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport* doivent travailler en coordination avec les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes pour faire en sorte que les *contingences* dans les *réseaux* adjacents susceptibles d'influer sur leur *réseau* soient également inscrites dans la liste de *contingences*.

4.5. Les événements extrêmes du tableau 1, qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le *réseau* doivent être identifiés et une liste de ces événements à évaluer, conformément à l'alinéa 4.2 de l'exigence E4. Le raisonnement du choix des *contingences* à évaluer doit être fourni à l'appui. Si l'analyse conclut que certains événements extrêmes risquent de provoquer des *déclenchements en cascade*, une évaluation des mesures qui permettraient de réduire la probabilité de ces événements ou d'en atténuer les conséquences doit être effectuée.

E5. Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit avoir des critères relatifs aux limites acceptables de tension du *réseau* en régime permanent, aux écarts de tension post-*contingence* et à la réponse aux tensions transitoires pour son *réseau*. Dans le cas de la réponse aux tensions transitoires, les critères doivent au minimum spécifier une limite inférieure de tension et une durée maximale pendant laquelle les tensions transitoires peuvent demeurer sous cette limite. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification à long terme]*

E6. Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit définir et documenter, dans son *évaluation de la planification*, les critères ou la méthodologie utilisés dans l'analyse pour déterminer l'instabilité du *réseau* pour des conditions comme les *déclenchements en cascade*, l'instabilité de la tension ou l'îlotage non contrôlé. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification à long terme]*

E7. Chaque *coordonnateur de la planification*, en collaboration avec chacun de ses *planificateurs de réseau de transport*, doit établir les responsabilités individuelles et partagées de chaque entité relativement aux études requises pour l'*évaluation de la planification*. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon de temps : planification à long à terme]*

E8. Chaque *coordonnateur de la planification* et *planificateur de réseau de transport* doit distribuer le résultat de ses *évaluations de la planification* aux *coordonnateurs de la planification* adjacents et aux *planificateurs de réseau de transport* adjacents, dans les 90 jours civils après avoir terminé ses évaluations de la planification, ainsi qu'à toute entité fonctionnelle ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en fait la demande par écrit, dans les 30 jours suivant cette demande. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification à long terme]*

8.1. Si un destinataire des résultats d'*évaluation de la planification* présente des commentaires écrits sur ces résultats, le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* concerné doit fournir une réponse écrite au destinataire dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires.

Tableau 1 – Événements de planification pour le comportement en régime permanent et en stabilité

Régime permanent et *stabilité*

a. Le *réseau* doit demeurer stable. Il ne doit pas y avoir de *déclenchements en cascade* ni d'îlotage non contrôlé.

b. Une *perte de charge subordonnée* ou une perte de production résultant des événements ci-après, à l'exception de P0, sont acceptables.

c. Simuler le retrait de tous les éléments que les *systèmes de protection* et autres dispositifs sont censés débrancher automatiquement pour chaque événement.

d. Simuler l'*élimination normale d'un défaut*, sauf indication particulière.

e. Les réglages de *réseau* planifiés, comme les changements à la configuration du *transport* ou à la répartition de la production, sont autorisés s'ils sont exécutables à l'intérieur du délai applicable aux *caractéristiques assignées d'une installation*.

Régime permanent seulement

f. Les *caractéristiques assignées d'une installation* visée ne doivent pas être dépassées.

g. Les tensions en régime permanent du *réseau* et les écarts de tension post-*contingence* doivent être à l'intérieur des limites acceptables établies par le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport*.

h. L'événement de planification P0 s'applique uniquement au régime permanent.

i. La réponse d'une *charge* sensible aux variations de tension qui est débranchée du *réseau* par un équipement du consommateur final en réponse à un événement n'est pas considérée comme un facteur qui contribue au respect des critères de comportement en régime permanent.

***Stabilité* seulement**

j. La réponse aux tensions transitoires doit être à l'intérieur des limites acceptables établies par le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport*.

Catégorie	Situation initiale	Événement[1]	Type de *défaut*[2]	Niveau du BES[3]	Interruption du *service de transport ferme*[4] autorisée	*Perte de charge non subordonnée* autorisée
P0 Pas de *contingence*	*Réseau* normal	Aucun	S. O.	THT et HT	Non	Non
P1 *Contingence* simple	*Réseau* normal	Perte d'un des éléments suivants : 1. Groupe de production 2. Circuit de *transport* 3. Transformateur[5] 4. Élément shunt[6]	3Ø	THT et HT	Non[9]	Non[12]
		5. Pôle d'une ligne à courant continu	1ØT			

Catégorie	Situation initiale	Événement[1]	Type de *défaut*[2]	Niveau du BES[3]	Interruption du *service de transport ferme*[4] autorisée	*Perte de charge non subordonnée* autorisée
P2 Contingence simple	*Réseau* normal	1. Ouverture d'une section de ligne sans défaut[7]	S.O.	THT et HT	Non[9]	Non[12]
		2. *Défaut* dans une section de barre	1ØT	THT	Non[9]	Non
				HT	Oui	Oui
		3. *Défaut* interne d'un disjoncteur[8] (autre qu'un *disjoncteur d'attache*)	1ØT	THT	Non[9]	Non
				HT	Oui	Oui
		4. *Défaut* interne d'un disjoncteur (*disjoncteur d'attache*)[8]	1ØT	THT et HT	Oui	Oui
P3 *Contingence* multiple	Perte de groupe de production, puis réglages du *réseau*[9]	Perte d'un des éléments suivants : 1. Groupe de production 2. Circuit de *transport* 3. Transformateur[5] 4. Élément shunt[6]	3Ø	THT et HT	Non[9]	Non[12]
		5. Pôle d'une ligne à courant continu	1ØT			
P4 *Contingence* multiple *(*défaut *plus disjoncteur bloqué[10])*	*Réseau* normal	Perte de plusieurs éléments causée par un disjoncteur (autre qu'un *disjoncteur d'attache*) bloqué[10] pendant une tentative d'élimination d'un *défaut* sur un des éléments suivants : 1. Groupe de production 2. Circuit de *transport* 3. Transformateur[5] 4. Élément shunt[6] 5. Section de barre	1ØT	THT	Non[9]	Non
				HT	Oui	Oui
		6. Perte de plusieurs éléments causée par un disjoncteur (*disjoncteur d'attache*) bloqué[10] pendant une tentative d'élimination d'un *défaut* sur le jeu de barre connexe	1ØT	THT et HT	Oui	Oui

Catégorie	Situation initiale	Événement[1]	Type de *défaut*[2]	Niveau du BES[3]	Interruption du *service de transport ferme*[4] autorisée	*Perte de charge non subordonnée* autorisée
P5 *Contingence* multiple *(*défaut *plus défaillance d'opération d'un relais)*	*Réseau* normal	Élimination retardée d'un *défaut* due à la défaillance d'un relais non redondant[13] censé protéger l'élément en *défaut*, pour un des éléments suivants : 1. Groupe de production 2. Circuit de *transport* 3. Transformateur[5] 4. Élément shunt[6] 5. Section de barre	1ØT	THT	Non[9]	Non
				HT	Oui	Oui
P6 *Contingence* multiple *(chevauchement de deux* contingences *simples)*	Perte d'un des éléments suivants suivi de réglages du *réseau*[9] : 1. Circuit de *transport* 2. Transformateur[5] 3. Élément shunt[6] 4. Pôle d'une ligne à courant continu	Perte d'un des éléments suivants : 1. Circuit de *transport* 2. Transformateur[5] 3. Élément shunt[6]	3Ø	THT et HT	Oui	Oui
		4. Pôle d'une ligne à courant continu	1ØT	THT et HT	Oui	Oui
P7 *Contingence* multiple *(support commun)*	Réseau normal	Perte de : 1. Deux circuits adjacents (verticalement ou horizontalement) sur un support commun[11] 2. Perte d'une ligne à courant continu bipolaire	1ØT	THT et HT	Oui	Oui

Tableau 1 – Événements extrêmes pour le comportement en régime permanent et en stabilité

Régime permanent et stabilité

Pour tous les événements extrêmes évalués :

a. Simuler le retrait de tous les éléments que les *systèmes de protection* et les commandes automatiques sont censés débrancher pour chaque *contingence*.

b. Simuler l'*élimination normale d'un défaut*, sauf indication particulière.

Régime permanent

1. Perte d'un seul groupe de production, circuit de *transport*, pôle de ligne à courant continu, élément shunt ou transformateur suivi, avant l'application des réglages du *réseau*, de la perte d'un seul autre groupe de production, circuit de *transport*, pôle d'une autre ligne à courant continu, élément shunt ou transformateur.
2. Événements dans une zone locale ayant un effet sur le *réseau* de *transport*, par exemple :
   a. perte d'une ligne sur pylônes de trois circuits ou plus[11] ;
   b. perte de toutes les lignes de *transport* d'une *emprise* commune[11] ;
   c. perte d'un poste de sectionnement ou poste (perte d'un niveau de tension et des transformateurs) ;
   d. perte de tous les groupes d'une centrale ;
   e. perte d'une *charge* importante ou d'un centre de consommation majeur.
3. Événements dans une zone étendue ayant un effet sur le *réseau* de *transport* en raison de la topologie du réseau, par exemple :
   a. perte de deux centrales de production résultant de conditions comme les suivantes :
      i. perte d'un important gazoduc desservant une ou plusieurs régions où se trouve une importante production au gaz naturel ;
      ii. perte de l'usage d'une grande quantité d'eau utilisée pour le refroidissement d'installations de production ;
      iii. incendies de forêt ;
      iv. fortes intempéries (ouragans, tornades, etc.) ;
      v. cyberattaque réussie ;
      vi. mise à l'arrêt d'une ou de plusieurs centrales nucléaires et d'installations connexes pendant au moins une journée pour des causes communes, comme des problèmes touchant des centrales de même type ;
   b. autres événements susceptibles, selon l'expérience d'exploitation, d'entraîner des perturbations dans une zone étendue.

Stabilité

1. À partir d'une situation initiale découlant de la perte d'un seul groupe de production, circuit de *transport*, pôle de ligne à courant continu, élément shunt ou transformateur, appliquer un défaut triphasé sur un autre groupe de production, circuit de *transport*, pôle d'une autre ligne à courant continu, élément shunt ou transformateur avant l'application des réglages du *réseau*.
2. Événements dans une zone locale ou étendue ayant un effet sur le *réseau* de *transport*, par exemple :
   a. défaut triphasé sur un groupe de production, avec un disjoncteur bloqué[10] ou un relais défecteux[13] entraînant l'*élimination retardée du défaut* ;
   b. défaut triphasé sur un circuit de *transport*, avec un disjoncteur bloqué[10] ou un relais défecteux[13] entraînant l'*élimination retardée du défaut* ;
   c. défaut triphasé sur un transformateur, avec un disjoncteur bloqué[10] ou un relais défecteux[13] entraînant l'*élimination retardée du défaut* ;
   d. défaut triphasé sur une section de barre, avec un disjoncteur bloqué[10] ou un relais défecteux[13] entraînant l'*élimination retardée du défaut* ;
   e. défaut triphasé interne d'un disjoncteur ;
   f. autres événements déterminés d'après l'expérience d'exploitation, par exemple des événements déclencheurs qu'on juge susceptibles d'entraîner des perturbations dans une zone étendue.

Tableau 1 – Notes sur le comportement en régime permanent et en stabilité

(Événements de planification et événements extrêmes)

1. Si l'événement analysé met en jeu des éléments du BES à plusieurs niveaux de tension du *réseau*, c'est le niveau de tension le moins élevé du ou des éléments retirés aux fins de l'événement analysé qui établit les critères de comportement déclarés concernant la permission d'interruption du *service de transport ferme* et de *perte de charge non subordonnée*.
2. Sauf indication particulière, simuler l'*élimination normale des défauts*. Les *défauts* monophasés à la terre (1ØT) ou triphasés (3Ø) sont les types de défaut à évaluer dans les simulations de *stabilité* pour l'événement décrit. Une étude de défaut triphasé ou biphasé à la terre qui indique que les critères sont respectés est une preuve suffisante que ces critères seraient également respectés en cas de *défaut* monophasé à la terre.
3. Les références au niveau du système de production-transport d'électricité (BES) concernent les installations à très haute tension (THT), définies comme fonctionnant à plus de 300 kV, et les installations à haute tension (HT), définies comme fonctionnant à 300 kV et moins. Les désignations THT et HT permettent d'établir des critères de comportement différents quant à l'autorisation d'interruption du *service de transport ferme* et de *perte de charge non subordonnée*.
4. La réduction du *service de transport ferme* conditionnel est permise lorsque les conditions ou événements à l'étude constituent la base du *service de transport ferme* conditionnel.
5. Pour les événements d'indisponibilité de transformateur autre que de transformateur élévateur de groupe de production, la tension de référence, telle que spécifiée à la note 1, s'applique à l'enroulement côté basse tension (à l'exclusion des enroulements tertiaires). Pour les événements d'indisponibilité de groupe de production ou de transformateur élévateur de groupe de production, la tension de référence correspond à la tension connectée au BES (côté haute tension du transformateur élévateur). Les exigences applicables aux transformateurs s'appliquent aussi aux transformateurs à fréquence variable et aux transformateurs déphaseurs.
6. Les exigences applicables aux éléments shunt s'appliquent aussi aux dispositifs « flexible alternating current transmission system » (FACTS) reliés à la terre.
7. Ouverture d'une extrémité de section de ligne en l'absence de défaut dans un circuit de *transport* configuré normalement qui fait en sorte que la ligne desserve une *charge* radiale à partir d'un point d'alimentation unique.
8. L'expression « défaut interne d'un disjoncteur » signifie que le défaut est situé à l'intérieur même du disjoncteur, ce qui entraîne un défaut dans le *réseau* qui doit être éliminé par les protections en amont et en aval du disjoncteur.
9. Le processus de planification devrait avoir notamment pour objectif de réduire au minimum la probabilité et l'ampleur de toute interruption du *service de transport ferme* découlant d'événements de *contingence*. La réduction du *service de transport ferme* est autorisée à titre d'ajustement du réseau (selon l'expression utilisée à la colonne Situation initiale du tableau 1), et aussi à titre de correctif lorsqu'elle découle d'un changement approprié de répartition de ressources dont la réaffectation est obligée, si l'on peut démontrer que les *installations*, à l'intérieur et à l'extérieur de la région du *planificateur de réseau de transport*, restent à l'intérieur de leurs *caractéristiques assignées* applicables et que le changement de répartition n'entraîne aucune *perte de charge non subordonnée*. Si les options de changement de répartition sont limitées, on devra tenir compte des sensibilités associées à la disponibilité de ces ressources.
10. Dans le cas d'un disjoncteur à commande simultanée des pôles, l'expression « disjoncteur bloqué » signifie que les trois phases du disjoncteur restent fermées. Dans le cas d'un disjoncteur à opération des pôles indépendants de type IPO ou d'un disjoncteur à déclenchement des pôles indépendants de type IPT, on présume qu'un seul pôle reste fermé. Un disjoncteur bloqué a pour conséquence l'*élimination retardée du défaut*.
11. À l'exclusion des circuits qui se trouvent sur des supports communs (événement de planification P7 et événement extrême 2a d'analyse en régime permanent) ou dans une *emprise* commune (événement extrême 2b d'analyse en régime permanent) sur une distance de 1,6 km (1 mille) ou moins.
12. Le processus de planification vise notamment à réduire au minimum la probabilité et l'ampleur d'une *perte de charge non subordonnée* par suite d'événements de planification. Dans des circonstances limitées, une perte de charge non subordonnée peut être nécessaire sur toute l'étendue de l'horizon de planification afin d'assurer le respect des critères de comportement du BES. Cependant, lorsqu'on a recours à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12 sur l'*horizon de planification du transport à court terme* afin de respecter les critères de comportement du BES, une telle interruption est limitée à des circonstances dans lesquelles cette perte de charge répond aux conditions présentées à l'annexe 1. La *perte de charge non subordonnée* admissible selon la note 12 ne doit jamais dépasser 75 MW pour les entités visées aux États-Unis. Pour les entités visées d'un autre territoire, la valeur de cette perte de charge doit être établie selon les exigences ou sous la supervision de l'organisme gouvernemental pertinent ou de l'agence qui le représente dans le territoire en question.
13. S'applique aux fonctions ou aux types suivants de relais : pilote (n° 85), de distance (n° 21), différentiel (n° 87), de courant (n°s 50, 51 et 67), de tension (n°s 27 et 59), directionnel (n°s 32 et 67) et de déclenchement (n°s 86 et 94).

Annexe 1

I. Processus de consultation des parties concernées

Pour toute *évaluation de la planification*, avant que le recours à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12 soit autorisé dans le cadre d'un *plan d'actions correctives* sur l'*horizon de planification du transport à court terme* de l'*évaluation de la planification*, le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification* doit soumettre le raisonnement d'un tel recours à un processus ouvert et transparent de consultation des parties concernées. L'entité responsable peut adopter un processus existant ou établir un nouveau processus, mais celui-ci doit comprendre les points suivants :

1. Les réunions doivent être ouvertes aux parties concernées, notamment les organismes de réglementation pertinents responsables du service de distribution de l'électricité.
2. Un préavis des réunions doit être donné aux parties concernées, notamment les organismes de réglementation pertinents responsables du service de distribution de l'électricité, et comporter un ordre du jour indiquant :
    a. la date, l'heure et le lieu de la réunion ;
    b. le ou les endroits précis de la *perte de charge non subordonnée* proposée selon la note 12 ;
    c. une période pendant laquelle les parties concernées pourront transmettre leurs commentaires.
3. Une information adéquate sur le but visé et sur l'ampleur de la *perte de charge non subordonnée* proposée selon la note 12 doit être mise à la disposition des participants à la réunion, et comporter les détails prescrits à la section II ci-après.
4. Une procédure appropriée doit permettre aux parties concernées de soumettre par écrit des questions ou préoccupations et de recevoir des réponses par écrit.
5. Un mécanisme de résolution des différends doit être prévu pour les questions ou préoccupations soulevées en vertu de l'alinéa 4 ci-dessus et auxquelles la partie concernée n'obtient pas une réponse satisfaisante.

L'entité responsable n'est pas tenue de reprendre le processus de consultation des parties concernées pour une proposition relative à la note 12 dans le cadre d'*évaluations de la planification* subséquentes, à moins que les conditions spécifiées à la section II ci-après aient changé significativement pour la proposition en question.

II. Information à fournir en vertu de l'alinéa 3 du processus de consultation des parties concernées

L'entité responsable doit documenter tout recours proposé à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12, en précisant les renseignements suivants :

1. Conditions dans lesquelles une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12 serait nécessaire :
    a. niveau de *charge* du *réseau* et estimation du nombre annuel d'heures d'exposition à une *charge* égale ou supérieure à ce niveau ;
    b. *contingences* pertinentes et *installations* que ces *contingences* forceraient à s'écarter de leurs caractéristiques nominales pertinentes.
2. Valeur de la *perte de charge non subordonnée*, avec :
    a. estimation du nombre et du type de clients touchés ;

b. explication des effets sur la santé, la sécurité et le bien-être de la population du recours à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12.

3. Estimation de la fréquence des *pertes de charge non subordonnées* selon la note 12, d'après l'historique d'exploitation.

4. Prévision de la durée des *pertes de charge non subordonnées* selon la note 12, d'après l'historique d'exploitation.

5. Moyens envisagés pour réduire le besoin de recourir à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12.

6. Assurance que les critères de comportement des normes de fiabilité TPL seront respectés suivant l'application de la note 12.

7. Solutions de rechange à une *perte de charge non subordonnée* envisagées et raisonnement de la décision de ne pas opter pour ces solutions compte tenu de la note 12.

8. Évaluation du potentiel de chevauchement des recours à la note 12, notamment les chevauchements avec les *planificateurs de réseau de transport* et les *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes.

III. Cas dans lesquels un examen réglementaire est requis pour une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12

Avant qu'une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12 soit autorisée comme élément d'un *plan d'actions correctives* au cours de l'*année un* d'une *évaluation de la planification*, le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification* doit s'assurer que les organismes de réglementation pertinents responsables du service de distribution de l'électricité n'ont pas d'objection au recours à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12, dans l'un ou l'autre des cas suivants :

1. Si le niveau de tension de la *contingence* est supérieur à 300 kV, ce niveau étant déterminé ainsi :

   a. si la *contingence* analysée met en jeu des éléments du BES à plusieurs niveaux de tension du *réseau*, c'est le niveau de tension du *réseau* le moins élevé du ou des éléments retirés aux fins de la *contingence* analysée qui établit les critères de comportement déclarés concernant l'autorisation d'une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12, ou ;

   b. pour une *contingence* d'indisponibilité de transformateur autre que de transformateur élévateur de groupe de production, la limite de 300 kV s'applique à l'enroulement côté basse tension (à l'exclusion des enroulements tertiaires). Pour une *contingence* de groupe de production ou de transformateur élévateur de groupe de production, la limite de 300 kV s'applique à la tension connectée au BES (côté haute tension du transformateur élévateur).

2. Si la *perte de charge non subordonnée* planifiée selon la note 12 est d'au moins 25 MW.

Une fois reçue l'assurance que les organismes de réglementation pertinents responsables du service de distribution de l'électricité n'ont pas d'objection au recours à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12, le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* doit soumettre à l'ERO l'information prescrite aux alinéas 1 à 8 de la section II ci-dessus, afin de permettre d'établir si des *impacts négatifs sur la fiabilité* peuvent découler du recours proposé à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12.

C. Mesures

M1. Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une pièce justificative, sous forme électronique ou papier, attestant qu'il tient à jour pour sa zone des modèles de *réseau* alimentés par des données compatibles à celles fournies conformément aux normes MOD-010 et MOD-012, y compris des éléments représentés dans le *plan d'actions correctives*, et que ces modèles représentent les conditions projetées du *réseau* conformément à l'exigence E1.

M2. Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une pièce justificative datée, sous forme électronique ou papier, attestant qu'il a préparé une *évaluation de la planification* annuelle pour sa portion du BES conformément à l'exigence E2.

M3. Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une pièce justificative datée, sous forme électronique ou papier, des études utilisées pour préparer l'*évaluation de la planification*, conformément à l'exigence E3.

M4. Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une pièce justificative datée, sous forme électronique ou papier, des études utilisées pour préparer l'*évaluation de la planification*, conformément à l'exigence E4.

M5. Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une pièce justificative datée, sous forme électronique ou papier, de la documentation qui indique les critères relatifs aux limites acceptables de tension du *réseau* en régime permanent, aux écarts de tension post-*contingence* et à la réponse aux tensions transitoires pour son *réseau*, conformément à l'exigence E5.

M6. Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une pièce justificative datée, sous forme électronique ou papier, de la documentation qui indique les critères ou la méthodologie utilisés dans l'analyse pour déterminer l'instabilité du *réseau* pour des conditions comme les *déclenchements en cascade*, l'instabilité de la tension ou l'îlotage non contrôlé afin de préparer l'*évaluation de la planification*, conformément à l'exigence E6.

M7. Chaque *coordonnateur de la planification*, en collaboration avec chacun de ses *planificateurs de réseau de transport*, doit fournir des documents datés – par exemple des procès-verbaux de réunion, des lettres d'entente et des courriels – qui attestent la conclusion d'une entente sur les responsabilités individuelles et partagées relativement à la réalisation des études requises pour l'*évaluation de la planification* et aux évaluations requises, conformément à l'exigence E7.

M8. Chaque *coordonnateur de la planification* et *planificateur de réseau de transport* doit fournir une pièce justificative – par exemple des avis par courriel, une documentation de mise à jour de pages Web, des reçus postaux indiquant le destinataire et la date ou encore la pièce justificative d'un affichage public – attestant qu'il a distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux *coordonnateurs de la planification* et aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes, dans les 90 jours civils après les avoir terminées, ainsi qu'à toute entité fonctionnelle ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en a fait la demande par écrit, dans les 30 jours suivant cette demande, et que le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* a transmis une réponse écrite aux commentaires reçus sur les résultats de l'*évaluation de la planification*, dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires, conformément à l'exigence E8.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Entité régionale

1.2. Période de surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Sans objet

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations volontaires

Plaintes

1.4. Conservation des pièces justificatives

Le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* doivent chacun conserver les données ou les pièces justificatives attestant leur conformité comme indiqué ci-après, à moins que leur *responsable des mesures pour assurer la conformité* leur demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps aux fins d'une enquête :

- Les modèles utilisés dans l'*évaluation de la planification* en vigueur et dans une *évaluation de la planification* antérieure, conformément à l'exigence E1, mesure M1.
- Les *évaluations de la planification* effectuées depuis le dernier audit de conformité, conformément à l'exigence E2, mesure M2.
- Les études effectuées à l'appui de leurs *évaluations de la planification* depuis le dernier audit de conformité, conformément à l'exigence R3, mesure M3.
- Les études effectuées à l'appui de leurs *évaluations de la planification* depuis le dernier audit de conformité, conformément à l'exigence R4, mesure M4.
- La documentation indiquant les critères relatifs aux limites acceptables de tension du *réseau* en régime permanent, aux écarts de tension post-contingence et à la réponse aux tensions transitoires pour le *réseau* depuis le dernier audit de conformité, conformément à l'exigence E5, mesure M5.
- La documentation indiquant les critères ou la méthodologie utilisés dans l'analyse pour déterminer l'instabilité du *réseau* pour des conditions comme les *déclenchements en cascade*, l'instabilité de la tension ou l'îlotage non contrôlé, aux fins des *évaluations de la planification* effectuées depuis le dernier audit de conformité, conformément à l'exigence E6, mesure M6.
- La documentation sur les ententes en vigueur relatives aux responsabilités des différentes entités, ainsi que la documentation sur les ententes adoptées depuis le dernier audit de conformité, conformément à l'exigence E7, mesure M7.

Le *coordonnateur de la planification* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité comme indiqué ci-après, à moins que son *responsable des mesures pour assurer la conformité* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps aux fins d'une enquête :

- Trois années civiles après les échanges indiqués à l'exigence E8, mesure M8.

Si le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que le retour à la conformité soit constaté ou la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	Un des éléments des alinéas 1.1.1 à 1.1.6 de l'exigence E1 n'est pas représenté dans le modèle de *réseau* de l'entité responsable.	Deux des éléments des alinéas 1.1.1 à 1.1.6 de l'exigence E1 ne sont pas représentés dans le modèle de *réseau* de l'entité responsable.	Trois des éléments des alinéas 1.1.1 à 1.1.6 de l'exigence E1 ne sont pas représentés dans le modèle de *réseau* de l'entité responsable.	Au moins quatre des éléments des alinéas 1.1.1 à 1.1.6 de l'exigence E1 ne sont pas représentés dans le modèle de *réseau* de l'entité responsable. OU Le modèle de *réseau* de l'entité responsable ne représente pas les conditions projetées du *réseau* conformément à l'exigence E1. OU Le modèle de *réseau* de l'entité responsable n'a pas utilisé des données compatibles à celles fournies conformément aux normes MOD-010 et MOD-012, et autres sources, y compris les éléments représentés dans le *plan d'actions correctives*.
E2	L'entité responsable n'a pas respecté l'alinéa 2.6 de l'exigence E2.	L'entité responsable n'a pas respecté l'alinéa 2.3 ou l'alinéa 2.8 de l'exigence E2.	L'entité responsable n'a pas respecté un des alinéas suivants de l'exigence E2 : 2.1, 2.2, 2.4, 2.5 ou 2.7.	L'entité responsable n'a pas respecté au moins deux des alinéas suivants de l'exigence E2 : 2.1, 2.2, 2.4 ou 2.7. OU L'entité responsable n'a pas une *évaluation de la planification* annuelle complétée.
E3	L'entité responsable n'a pas recensé les événements de planification indiqués à l'alinéa 3.4 de l'exigence E3, ou les événements extrêmes indiqués à l'alinéa 3.5 de l'exigence E3.	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 3.1 de l'exigence E3 pour déterminer si le BES répond aux critères de comportement dans le cas d'une des catégories (P2 à P7) du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas effectué	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 3.1 de l'exigence E3 pour déterminer si le BES répond aux critères de comportement dans le cas de deux des catégories (P2 à P7) du tableau 1. OU	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 3.1 de l'exigence E3 pour déterminer si le BES répond aux critères de comportement dans le cas d'au moins trois des catégories (P2 à P7) du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas effectué les

	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
		les études indiquées à l'alinéa 3.2 de l'exigence E3 pour déterminer l'impact des événements extrêmes.	L'entité responsable n'a pas effectué l'analyse de *contingences* indiquée à l'alinéa 3.3 de l'exigence E3.	études requises pour déterminer si le BES répond aux critères de comportement dans le cas des catégories P0 ou P1 du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas utilisé pour ses études des modèles de simulation informatique alimentés par les données spécifiées à l'exigence E1.
E4	L'entité responsable n'a pas recensé les événements de planification indiqués à l'alinéa 4.4 de l'exigence E4, ou les événements extrêmes indiqués à l'alinéa 4.5 de l'exigence E4.	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 4.1 de l'exigence E4 pour déterminer si le BES répond aux critères de comportement dans le cas d'une des catégories (P1 à P7) du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 4.2 de l'exigence E4 pour déterminer l'impact des événements extrêmes.	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 4.1 de l'exigence E4 pour déterminer si le BES répond aux critères de comportement dans le cas de deux des catégories (P1 à P7) du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas effectué l'analyse de *contingences* indiquée à l'alinéa 4.3 de l'exigence E4.	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 4.1 de l'exigence E4 pour déterminer si le BES répond aux critères de comportement dans le cas d'au moins trois des catégories (P1 à P7) du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas utilisé pour ses études des modèles de simulation informatique alimentés par les données spécifiées à l'exigence E1.
E5	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable n'a pas adopté de critères relatifs aux limites acceptables de tension du *réseau* en régime permanent, aux écarts de tension post-*contingence* et à la réponse aux tensions transitoires pour son *réseau*.
E6	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable n'a pas défini et documenté les critères ou la méthodologie utilisés dans son analyse pour déterminer l'instabilité du *réseau* conformément à l'exigence E6.
E7	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *coordonnateur de la planification* n'a pas établi, en collaboration avec chacun de ses *planificateurs de réseau de*

	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
				transport, les responsabilités individuelles et partagées de chaque entité relativement aux études requises.
E8	L'entité responsable a distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux *coordonnateurs de la planification* adjacents et aux *planificateurs de réseau de transport* adjacents, mais dans un délai supérieur à 90 jours civils et d'au plus 120 jours civils après les avoir terminées. OU L'entité responsable a distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en ont fait la demande par écrit, mais dans un délai supérieur à 30 jours civils et d'au plus 40 jours civils suivant cette demande.	L'entité responsable a distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux *coordonnateurs de la planification* adjacents et aux *planificateurs de réseau de transport* adjacents, mais dans un délai supérieur à 120 jours civils et d'au plus 130 jours civils après les avoir terminées. OU L'entité responsable a distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en ont fait la demande par écrit, mais dans un délai supérieur à 40 jours civils et d'au plus 50 jours civils suivant cette demande.	L'entité responsable a distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux *coordonnateurs de la planification* adjacents et aux *planificateurs de réseau de transport* adjacents, mais dans un délai supérieur à 130 jours civils et d'au plus 140 jours civils après les avoir terminées. OU L'entité responsable a distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en ont fait la demande par écrit, mais dans un délai supérieur à 50 jours civils et d'au plus 60 jours civils suivant cette demande.	L'entité responsable a distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux *coordonnateurs de la planification* adjacents et aux *planificateurs de réseau de transport* adjacents, mais dans un délai supérieur à 140 jours civils après les avoir terminées. OU L'entité responsable n'a pas distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux *coordonnateurs de la planification* adjacents et *aux planificateurs de réseau de transport* adjacents. OU L'entité responsable a distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en ont fait la demande par écrit, mais dans un délai supérieur à 60 jours civils suivant cette demande. OU L'entité responsable n'a pas distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en ont fait la demande par écrit.

E. Différences régionales

Aucune

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1er avril 2005	Date d'entrée en vigueur.	Nouveau
0	8 février 2005	Approbation par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
0	3 juin 2005	Correction du renvoi dans M1 à TPL-001-0 E2.1 et à TPL-001-0 E2.2.	Erratum
0	24 juillet 2007	Correction du renvoi dans M1 à TPL-001-0 E1 et à TPL-001-0 E2.	Erratum
0.1	29 octobre 2008	Adoption par le conseil d'administration de la NERC des errata ; changement à « 0.1 » du numéro de version.	Erratum
0.1	13 mai 2009	Approbation par la FERC ; mise à jour de la date d'entrée en vigueur et des pieds de page	Révision
1	Approbation par le conseil d'administration de la NERC 17 février 2011	Révision de la note b aux fins de la conformité à l'ordonnance RM06-16-009 de la FERC.	Révision (projet 2010-11)
2	4 août 2011	Révision de TPL-001-1, avec intégration et amélioration des exigences des normes TPL-001-0, TPL-002-0, TPL-003-0 et TPL-004-0 en une seule norme unifiée, homogène et complète : TPL-001-2. Abrogation de TPL-005-0 et de TPL-006-0.	Révision complète (projet 2006-02)
2	4 août 2011	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	
1	19 avril 2012	L'ordonnance 762 de la FERC conclut au renvoi des normes TPL-001-1, TPL-002-1b, TPL-003-1a et TPL-004-1. La FERC publie aussi une proposition réglementaire (NOPR) portant sur le renvoi de TPL-001-2. La NERC est invitée à réviser la note b pour la rendre conforme aux ordonnances 762 et 693.	
3	7 février 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC. La norme TPL-001-3 est créée après l'approbation par le conseil d'administration de la NERC de la note b révisée dans la norme TPL-002-2b, votée et jointe aux normes TPL-001-0.1, TPL-002-0b, TPL-003-0a et TPL-004-0.	
4	7 février 2013	Adoption par le conseil d'administration de la NERC. La norme TPL-001-4 est adoptée par le conseil d'administration de la NERC sous le numéro TPL-001-3, mais l'erreur de numérotation a été repérée et corrigée avant le dépôt auprès des organismes de réglementation.	
4	17 octobre 2013	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme	

		TPL-001-4 (L'ordonnance en vigueur le 23 décembre 2013).	
4	7 mai 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC du changement au VRF de l'exigence E1 passant de moyen à élevé.	

Annexe QC-TPL-001-4
Dispositions particulières de la norme TPL-001-4 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : **Critères de comportement applicables à la planification des réseaux de transport**

2. Numéro : TPL-001-4

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau « bulk »* (BPS).

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 27 septembre 2017

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 27 septembre 2017

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er octobre 2017. Cependant, avant le 1er janvier 2022, les *plans d'actions correctives* applicables aux catégories de *contingences* et d'événements suivantes, définies au tableau 1 de la norme TPL-001-4, pourront recourir à une *perte de charge non subordonnée* ou à une réduction du *service de transport ferme* (conformément à l'alinéa 2.7.3 de l'exigence E2), mesures qui ne seraient pas normalement admises en vertu de la norme TPL-001-4 :

- P1-2 (pour une interruption contrôlée de l'alimentation électrique à des clients d'un réseau local raccordés à l'élément en *défaut*, ou alimentés par celui-ci)
- P1-3 (pour une interruption contrôlée de l'alimentation électrique à des clients d'un réseau local raccordés à l'élément en *défaut*, ou alimentés par celui-ci)
- P2-1
- P2-2 (plus de 300 kV)
- P2-3 (plus de 300 kV)
- P3-1 à P3-5
- P4-1 à P4-5 (plus de 300 kV)
- P5 (plus de 300 kV)

B. Exigences

Disposition particulière relative à l'exigence E1 : Toute référence aux normes MOD-010 et MOD-012 est remplacée par la référence à la norme MOD-032-1.

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Période de surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Aucune disposition particulière

1.4. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Tableau 1

Ce tableau s'applique seulement aux installations du réseau « bulk » (BPS) en ce qui a trait aux :

- Catégories
- Contingences
- Limites du réseau ou impacts

Annexe 1

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	27 septembre 2017	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** **Planification du comportement du réseau de transport en cas de perturbation géomagnétique**

2. **Numéro :** **TPL-007-4**

3. **Objet :** Établir les exigences de planification du comportement du *réseau* de *transport* en cas de perturbation géomagnétique.

4. **Applicabilité :**

   4.1. Entités fonctionnelles :

   4.1.1. *Coordonnateur de la planification* dont la zone de planification comprend une ou plusieurs des *installations* indiquées à la section 4.2

   4.1.2. *Planificateur de réseau de transport* dont la zone de planification comprend une ou plusieurs des *installations* indiquées à la section 4.2

   4.1.3. *Propriétaire d'installation de transport* qui possède une ou plusieurs des *installations* indiquées à la section 4.2

   4.1.4. *Propriétaire d'installation de production* qui possède une ou plusieurs des *installations* indiquées à la section 4.2

   4.2. Installations :

   4.2.1. *Installations* comprenant un ou des transformateurs de puissance dont le côté haute tension présente un enroulement en étoile avec neutre mis à la terre et dont la tension aux bornes est supérieure à 200 kV.

5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre de la norme TPL-007-4.

6. **Contexte :** Pendant une perturbation géomagnétique (PGM), des courants géomagnétiquement induits (CGI) peuvent entraîner plusieurs phénomènes – échauffement du point chaud ou endommagement des transformateurs, perte de sources de *puissance réactive*, demande accrue de *puissance réactive*, *fonctionnements incorrects* – qui, en combinaison, peuvent entraîner l'effondrement de la tension et une panne d'électricité à grande échelle.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la planification*, en collaboration avec son ou ses *planificateurs de réseau de transport*, doit établir les responsabilités individuelles et communes du *coordonnateur de la planification* et du ou des *planificateurs de réseau de transport* dans la zone du *coordonnateur de la planification* relativement à la tenue à jour des modèles, à la réalisation des études nécessaires pour les *évaluations de vulnérabilité aux PGM* de référence et supplémentaire, et à la mise en œuvre d'un ou de plusieurs processus pour l'obtention des données de mesure de PGM spécifiées dans la présente norme.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

M1. Chaque *coordonnateur de la planification*, en collaboration avec son ou ses *planificateurs de réseau de transport*, doit fournir une documentation sur les rôles et responsabilités (procès-verbaux de réunion, contrats, textes de procédures ou de protocoles en vigueur entre diverses entités ou entre divers services d'une organisation intégrée verticalement, courriels, etc.) attestant qu'une entente a été conclue quant aux responsabilités individuelles et communes relativement à la tenue à jour des modèles, à la réalisation des études nécessaires pour les *évaluations de vulnérabilité aux PGM* de référence et supplémentaire, et à la mise en œuvre d'un ou de plusieurs processus pour l'obtention des données de mesure de PGM, conformément à l'exigence E1.

E2. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit tenir à jour des modèles de *réseau* et des modèles CGI de *réseau* pour sa zone de planification, aux fins des études nécessaires pour les *évaluations de vulnérabilité aux PGM* de référence et supplémentaire.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

M2. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives (sous forme électronique ou papier) attestant qu'elle tient à jour des modèles de *réseau* et des modèles CGI de *réseau* pour sa zone de planification aux fins des études nécessaires pour les *évaluations de vulnérabilité aux PGM* de référence et supplémentaire.

E3. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit établir des critères de performance acceptable de la tension en régime permanent de son *réseau* pendant les PGM décrites à l'annexe 1.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

M3. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives (sous forme électronique ou papier) attestant les critères de performance acceptable de la tension en régime permanent de son *réseau* qu'elle a adoptés conformément à l'exigence E3.

***Évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence**

E4. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit effectuer, au moins une fois tous les 60 mois civils, une *évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence sur l'*horizon de planification du transport à court terme*. Cette évaluation doit s'appuyer sur une ou des études utilisant les modèles indiqués à l'exigence E2, documenter les hypothèses et présenter un résumé des résultats de l'analyse en régime permanent.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

4.1. La ou les études doivent porter notamment sur les conditions suivantes :

4.1.1. la *charge en pointe* du *réseau* pour au moins un an sur l'*horizon de planification du transport à court terme* ; et

4.1.2. la *charge hors pointe* du *réseau* pour au moins un an sur l'*horizon de planification du transport à court terme*.

4.2. La ou les études doivent être basées sur la PGM de référence décrite à l'annexe 1 et déterminer si le *réseau* répond aux critères de comportement du tableau 1 pour la PGM de référence de planification en régime permanent.

4.3. L'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence doit être transmise : i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes et aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes, dans les 90 jours civils suivant son achèvement, et ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'achèvement de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence, selon la date la plus tardive.

4.3.1. Si un destinataire des résultats de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence présente des commentaires écrits sur ces résultats, l'entité responsable doit lui transmettre une réponse écrite dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires.

M4. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives datées (sous forme électronique ou papier) attestant qu'elle a effectué une *évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence conformément à tous les critères de l'exigence E4. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a transmis son *évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence : i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes et aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes, dans les 90 jours civils suivant son achèvement, et ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'achèvement de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence, selon la date la plus tardive, conformément à l'exigence E4. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit également avoir une ou des pièces justificatives (avis par courriel, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) qu'elle a transmis une réponse écrite aux commentaires reçus sur son *évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires, conformément à l'exigence E4.

E5. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit fournir l'information de flux de CGI nécessaire pour l'étude d'impact thermique de référence sur les transformateurs prescrite à l'exigence E6 à chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification. L'information de flux de CGI doit comprendre :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

5.1. la valeur de CGI efficace maximale selon l'orientation du champ géoélectrique la plus défavorable pour la PGM de référence décrite à l'annexe 1. Cette valeur doit être fournie à chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification ;

5.2. la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), calculée d'après la PGM de référence décrite à l'annexe 1, après en avoir reçu la demande écrite d'un *propriétaire d'installation de transport* ou d'un *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification. La série CGI(t) doit être fournie dans les 90 jours civils suivant la réception de la demande écrite, et après détermination de la valeur de CGI efficace maximale indiquée à l'alinéa 5.1.

M5. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a fourni les valeurs de CGI efficace maximale aux *propriétaires d'installation de transport* et aux *propriétaires d'installation de production* qui possèdent chaque transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification, conformément à l'alinéa 5.1 de l'exigence E5. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a fourni la série temporelle CGI(t) en réponse à toute demande écrite d'un *propriétaire d'installation de transport* ou d'un *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification.

E6. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit réaliser une étude d'impact thermique de référence pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété, si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase. Cette étude d'impact thermique de référence doit :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

6.1. être basée sur l'information de flux de CGI efficace établie selon l'exigence E5 ;

6.2. documenter les hypothèses adoptées dans l'analyse ;

6.3. décrire les actions suggérées, ainsi que l'analyse sous-jacente, visant à atténuer l'impact des CGI, le cas échéant ; et

6.4. être réalisée et transmise aux entités responsables, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, dans un délai de 24 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.

M6. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit avoir une ou des pièces justificatives (sous forme électronique ou papier) attestant qu'elle a réalisé une étude d'impact thermique de référence pour tous les transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété, si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase ; il doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'il a transmis son étude d'impact thermique aux entités responsables conformément à l'exigence E6.

E7. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, qui conclut – à la suite de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence réalisée selon l'exigence E4 – que son *réseau* ne respecte pas les critères de comportement spécifiés au tableau 1 pour la PGM de référence de planification en régime permanent doit établir un *plan d'actions correctives* précisant comment les critères de comportement seront respectés. Ce *plan d'actions correctives* doit :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

7.1. présenter la liste des lacunes du *réseau* et des actions correspondantes permettant d'assurer le comportement requis du *réseau*. Exemples de telles actions :

- l'installation, la modification, la désaffectation ou le retrait d'*installations* de *transport* ou de production et de tout équipement connexe ;
- l'installation, la modification ou le retrait de *systèmes de protection* ou d'*automatismes de réseau* ;
- l'adoption de *procédures d'exploitation*, avec indication de la période pendant laquelle elles seront nécessaires dans le cadre du *plan d'actions correctives* ;
- le recours à la *gestion de la demande*, à de nouvelles technologies ou à d'autres initiatives ;

7.2. être établi dans un délai de un an suivant l'achèvement de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence ;

7.3. comporter un calendrier, dont toute prolongation demandée en vertu de l'alinéa 7.4 doit être approuvée, pour la mise en œuvre des actions adoptées à l'alinéa 7.1. Ce calendrier doit :

7.3.1. spécifier la mise en œuvre des correctifs non matériels, le cas échéant, dans un délai de deux ans suivant l'établissement du *plan d'actions correctives ;* et

7.3.2. spécifier la mise en œuvre des correctifs matériels, le cas échéant, dans un délai de quatre ans suivant l'établissement du *plan d'actions correctives* ;

7.4. être soumis au *responsable des mesures pour assurer la conformité*, accompagné d'une demande de prolongation en cas d'incapacité de l'entité responsable de mettre en œuvre le *plan d'actions correctives* conformément au calendrier prescrit à l'alinéa 7.3. Le *plan d'actions correctives* soumis doit comporter les informations suivantes :

7.4.1. les circonstances à l'origine du retard dans la mise en œuvre complète ou partielle des actions adoptées à l'alinéa 7.1, et en quoi ces circonstances sont indépendantes de la volonté de l'entité responsable ;

7.4.2. les révisions des actions adoptées à l'alinéa 7.1, le cas échéant, y compris le recours à des *procédures d'exploitation* s'il y a lieu ; et

7.4.3. un calendrier mis à jour pour la mise en œuvre des actions adoptées à l'alinéa 7.1.

7.5. être transmis : i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes, aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes et aux entités fonctionnelles désignées dans le *plan d'actions correctives*, dans les 90 jours civils suivant son établissement ou sa révision, et ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision du *plan d'actions correctives*, selon la date la plus tardive.

7.5.1. Si un destinataire du *plan d'actions correctives* présente des commentaires écrits sur celui-ci, l'entité responsable doit lui transmettre une réponse écrite dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires.

M7. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, que l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence réalisée selon l'exigence E4 amène à conclure que son *réseau* ne respecte pas les critères de comportement spécifiés au tableau 1 pour la PGM de référence de planification en régime permanent doit avoir une ou des pièces justificatives datées (sous forme électronique ou papier) de son *plan d'actions correctives*, y compris le calendrier de mise en œuvre des actions adoptées, conformément à l'exigence E7. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a demandé une prolongation au *responsable des mesures pour assurer la conformité* si des circonstances indépendantes de sa volonté devaient empêcher la mise en œuvre du *plan d'actions correctives* par l'entité responsable conformément au calendrier prescrit à l'alinéa 7.3. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a transmis son *plan d'actions correctives* ou toute autre information pertinente, le cas échéant, i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes, aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes et aux entités fonctionnelles désignées dans le *plan d'actions correctives*, dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision de celui-ci, et ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision du *plan d'actions correctives*, selon la date la plus tardive, conformément à l'exigence E7. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit également avoir une ou des pièces justificatives (avis par courriel, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a transmis une réponse écrite aux commentaires sur son *plan d'actions correctives* dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires, conformément à l'exigence E7.

***Évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire**

E8. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit effectuer, une fois tous les 60 mois civils, une *évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire sur l'*horizon de planification du transport à court terme*. Cette évaluation doit s'appuyer sur une ou des études utilisant les modèles indiqués à l'exigence E2, documenter les hypothèses et présenter un résumé des résultats de l'analyse en régime permanent.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

8.1. La ou les études doivent porter notamment sur les conditions suivantes :

8.1.1. la *charge en pointe* du *réseau* pour au moins un an sur l'*horizon de planification du transport à court terme ;* et

8.1.2. la *charge hors pointe* du *réseau* pour au moins un an sur l'*horizon de planification du transport à court terme*.

8.2. La ou les études doivent être basées sur la PGM supplémentaire décrite à l'annexe 1 et déterminer si le *réseau* répond aux critères de comportement du tableau 1 pour la PGM supplémentaire de planification en régime permanent.

8.3. L'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire doit être transmise : i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes et aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes, dans les 90 jours civils suivant son achèvement, et ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'achèvement de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire, selon la date la plus tardive.

8.3.1. Si un destinataire des résultats de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire présente des commentaires écrits sur ces résultats, l'entité responsable doit lui transmettre une réponse écrite dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires.

M8. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives datées (sous forme électronique ou papier) attestant qu'elle a effectué une *évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire conformément à tous les critères de l'exigence E8. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a transmis son *évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire : i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes et aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes, dans les 90 jours civils suivant son achèvement, et ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'achèvement de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire, selon la date la plus tardive, conformément à l'exigence E8. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit également avoir une ou des pièces justificatives (avis par courriel, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) qu'elle a transmis une réponse écrite aux commentaires reçus sur son *évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires, conformément à l'exigence E8.

E9. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit fournir l'information de flux de CGI nécessaire pour l'étude d'impact thermique supplémentaire sur les transformateurs prescrite à l'exigence E10 à chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification. L'information de flux de CGI doit comprendre :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

9.1. la valeur de CGI efficace maximale selon l'orientation du champ géoélectrique la plus défavorable pour la PGM supplémentaire décrite à l'annexe 1. Cette valeur doit être fournie à chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification ;

9.2. la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), calculée d'après la PGM supplémentaire décrite à l'annexe 1, après en avoir reçu la demande écrite d'un *propriétaire d'installation de transport* ou d'un *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification. La série CGI(t) doit être fournie dans les 90 jours civils suivant la réception de la demande écrite, et après détermination de la valeur de CGI efficace maximale indiquée à l'alinéa 9.1.

M9. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a fourni les valeurs de CGI efficace maximale aux *propriétaires d'installation de transport* et aux *propriétaires d'installation de production* qui possèdent chaque transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification, conformément à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a fourni la série temporelle CGI(t) en réponse à toute demande écrite d'un *propriétaire d'installation de transport* ou d'un *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification.

E10. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit réaliser une étude d'impact thermique supplémentaire pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété, si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase. Cette étude d'impact thermique supplémentaire doit :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

10.1. être basée sur l'information de flux de CGI efficace établie selon l'exigence E9 ;

10.2. documenter les hypothèses adoptées dans l'analyse ;

10.3. décrire les actions suggérées, ainsi que l'analyse sous-jacente, visant à atténuer l'impact des CGI, le cas échéant ; et

10.4. être réalisée et transmise aux entités responsables, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, dans un délai de 24 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9.

M10. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit avoir une ou des pièces justificatives (sous forme électronique ou papier) attestant qu'elle a réalisé une étude d'impact thermique supplémentaire pour tous les transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété, si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase ; il doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'il a transmis son étude d'impact thermique supplémentaire aux entités responsables conformément à l'exigence E10.

E11. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, qui conclut – à la suite de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire réalisée selon l'exigence E8 – que son *réseau* ne respecte pas les critères de comportement spécifiés au tableau 1 pour la PGM supplémentaire de planification en régime permanent doit établir un *plan d'actions correctives* précisant comment les critères de comportement seront respectés. Ce *plan d'actions correctives* doit :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

11.1. présenter la liste des lacunes du *réseau* et des actions correspondantes permettant d'assurer le comportement requis du *réseau*. Exemples de telles actions :

- l'installation, la modification, la désaffectation ou le retrait d'*installations* de *transport* ou de production et de tout équipement connexe ;
- l'installation, la modification ou le retrait de *systèmes de protection* ou d'*automatismes de réseau* ;
- l'adoption de *procédures d'exploitation*, avec indication de la période pendant laquelle elles seront nécessaires dans le cadre du *plan d'actions correctives* ;
- le recours à la *gestion de la demande*, à de nouvelles technologies ou à d'autres initiatives ;

11.2. être établi dans un délai de un an suivant l'achèvement de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire ;

11.3. comporter un calendrier, dont toute prolongation demandée selon l'alinéa 11.4 doit être approuvée, pour la mise en œuvre des actions adoptées à l'alinéa 11.1. Ce calendrier doit :

11.3.1. spécifier la mise en œuvre des correctifs non matériels, le cas échéant, dans un délai de deux ans suivant l'établissement du *plan d'actions correctives ;* et

11.3.2. spécifier la mise en œuvre des correctifs matériels, le cas échéant, dans un délai de quatre ans suivant l'établissement du *plan d'actions correctives* ;

11.4. être soumis au *responsable des mesures pour assurer la conformité*, accompagné d'une demande de prolongation en cas d'incapacité de l'entité responsable de mettre en œuvre le *plan d'actions correctives* conformément au calendrier prescrit à l'alinéa 11.3. Le *plan d'actions correctives* soumis doit comporter les informations suivantes :

11.4.1. les circonstances à l'origine du retard dans la mise en œuvre complète ou partielle des actions adoptées à l'alinéa 11.1, et en quoi ces circonstances sont indépendantes de la volonté de l'entité responsable ;

11.4.2. les révisions des actions adoptées à l'alinéa 11.1, le cas échéant, y compris le recours à des *procédures d'exploitation* s'il y a lieu ; et

11.4.3. un calendrier mis à jour pour la mise en œuvre des actions adoptées à l'alinéa 11.1.

11.5. être transmis : i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes, aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes et aux entités fonctionnelles désignées dans le *plan d'actions correctives*, dans les 90 jours civils suivant son établissement ou sa révision, et ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision du *plan d'actions correctives*, selon la date la plus tardive.

11.5.1. Si un destinataire du *plan d'actions correctives* présente des commentaires écrits sur celui-ci, l'entité responsable doit lui transmettre une réponse écrite dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires.

M11. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, que l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire réalisée selon l'exigence E8 amène à conclure que son *réseau* ne respecte pas les critères de comportement spécifiés au tableau 1 pour la PGM supplémentaire de planification en régime permanent doit avoir une ou des pièces justificatives datées (sous forme électronique ou papier) de son *plan d'actions correctives*, y compris le calendrier de mise en œuvre des actions adoptées, conformément à l'exigence E11. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a demandé une prolongation au *responsable des mesures pour assurer la conformité* si des circonstances indépendantes de sa volonté devaient empêcher la mise en œuvre du *plan d'actions correctives* par l'entité responsable conformément au calendrier prescrit à l'alinéa 11.3. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a transmis son *plan d'actions correctives* ou toute autre information pertinente, le cas échéant, i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes, aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes et aux entités fonctionnelles désignées dans le *plan d'actions correctives*, dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision de celui-ci, et ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision du *plan d'actions correctives*, selon la date la plus tardive, conformément à l'exigence E11. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit également avoir une ou des pièces justificatives (avis par courriel, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a transmis une réponse écrite aux commentaires sur son *plan d'actions correctives* dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires, conformément à l'exigence E11.

Processus d'obtention des données de mesure de PGM

E12. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit mettre en œuvre un processus d'obtention des données de surveillance des CGI à partir d'au moins un appareil de surveillance situé dans la zone du *coordonnateur de la planification* ou dans une autre partie du réseau incluse dans le modèle CGI de *réseau* du *coordonnateur de la planification*.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

M12. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives (sous forme électronique ou papier) qui attestent l'emplacement de son ou ses appareils de surveillance des CGI et qui documentent son processus d'obtention des données de surveillance des CGI selon l'exigence E12.

E13. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit mettre en œuvre un processus d'obtention des données du champ géomagnétique pour la zone de son *coordonnateur de la planification*.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

M13. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives (sous forme électronique ou papier) qui attestent son processus d'obtention des données du champ géomagnétique pour la zone de son *coordonnateur de la planification* selon l'exigence E13.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

- Pour les exigences E1, E2, E3, E5, E6, E9 et E10, chaque entité responsable doit conserver les pièces justificatives pendant cinq ans.
- Pour les exigences E4 et E8, chaque entité responsable doit conserver la documentation des *évaluations de vulnérabilité aux PGM* courante et précédente.
- Pour les exigences E7 et E11, chaque entité responsable doit conserver les pièces justificatives pendant cinq ans ou jusqu'à ce que toutes les actions prévues dans le *plan d'actions correctives* aient été exécutées, selon la durée la plus longue.
- Pour les exigences E12 et E13, chaque entité responsable doit conserver les pièces justificatives pendant trois ans.

1.3. Programme de surveillance de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la *norme de fiabilité*.

Tableau 1 – PGM à des fins de planification pour les analyses en régime permanent

Régime permanent

a. Il ne doit pas y avoir d'effondrement de la tension, de *déclenchements en cascade*, ni d'îlotage non contrôlé.
b. Une perte de production résultant de la PGM de planification pour les analyses en régime permanent est acceptable.
c. Les réglages de *réseau* planifiés, comme les changements à la configuration du *transport* ou à la répartition de la production, sont autorisés s'ils sont exécutables en deçà du délai applicable aux *caractéristiques assignées d'une installation*.

Catégorie	Situation initiale	Événement	Recours autorisé à une interruption du *service de transport ferme*	Recours autorisé à une perte de *charges*
PGM de référence – Perturbation géomagnétique entraînant des indisponibilités	1. Le *réseau* est configuré d'après l'information sur la météo spatiale[1], puis 2. la PGM se produit[2]	Appareils de compensation de *puissance réactive* et autres *installations* de *transport* mis hors circuit par le fonctionnement normal ou le *fonctionnement incorrect* d'un *système de protection* sous l'effet d'harmoniques pendant la PGM	Oui[3]	Oui[3]
PGM supplémentaire – Perturbation géomagnétique entraînant des indisponibilités	1. Le *réseau* est configuré d'après l'information sur la météo spatiale[1], puis 2. la PGM se produit[2]	Appareils de compensation de *puissance réactive* et autres *installations* de *transport* mis hors circuit par le fonctionnement normal ou le *fonctionnement incorrect* d'un *système de protection* sous l'effet d'harmoniques pendant la PGM	Oui	Oui

Notes sur le tableau 1 – Comportement en régime permanent

1. L'état du *réseau* pour la planification des PGM peut comprendre des changements au *réseau* en réponse à l'information sur la météo spatiale.
2. Les conditions pour les PGM de planification de référence et supplémentaire sont décrites à l'annexe 1.
3. La perte de *charges* par suite d'un délestage de *charge* manuel ou automatique (par exemple un DST) ou une réduction du *service de transport ferme* sont admissibles pour assurer le respect des critères de comportement du *BES* pendant les conditions de PGM étudiées. La probabilité et l'ampleur de la perte de *charges* ou de la réduction du *service de transport ferme* doivent être réduites au minimum.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la planification*, en collaboration avec son ou ses *planificateurs de réseau de transport*, n'a pas établi les responsabilités individuelles et communes du *coordonnateur de la planification* et du ou des *planificateurs de réseau de transport* dans la zone du *coordonnateur de la planification* relativement à la tenue à jour des modèles, à la réalisation des études nécessaires pour les *évaluations de vulnérabilité aux PGM* de référence et supplémentaire, et à la mise en œuvre d'un ou de plusieurs processus pour l'obtention des données de mesure de PGM spécifiées dans la présente norme.
E2.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas rempli son obligation de tenue à jour soit pour les modèles de *réseau*, soit pour les modèles CGI de *réseau* applicables à sa zone de planification, aux fins des études nécessaires pour les *évaluations de vulnérabilité aux PGM* de référence et supplémentaire	L'entité responsable n'a pas rempli son obligation de tenue à jour ni pour les modèles de *réseau*, ni pour les modèles CGI de *réseau* applicables à sa zone de planification, aux fins des études nécessaires pour les *évaluations de vulnérabilité aux PGM* de référence et supplémentaire.

E3.	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas établi de critères de comportement en tension acceptable en régime permanent de son *réseau* pendant les PGM décrites à l'annexe 1, selon les besoins.
E4.	L'entité responsable a effectué une *évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence, mais dans un délai de plus de 60 mois civils et d'au plus 64 mois civils après la précédente *évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence.	L'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence effectuée par l'entité responsable enfreint une des prescriptions des alinéas 4.1 à 4.3 de l'exigence E4. OU L'entité responsable a effectué une *évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence, mais dans un délai de plus de 64 mois civils et d'au plus 68 mois civils après la précédente *évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence.	L'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence effectuée par l'entité responsable enfreint deux des prescriptions des alinéas 4.1 à 4.3 de l'exigence E4. OU L'entité responsable a effectué une *évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence, mais dans un délai de plus de 68 mois civils et d'au plus 72 mois civils après la précédente *évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence.	L'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence effectuée par l'entité responsable enfreint trois des prescriptions des alinéas 4.1 à 4.3 de l'exigence E4. OU L'entité responsable a effectué une *évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence, mais dans un délai de plus de 72 mois civils après la précédente *évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence. OU L'entité responsable n'a effectué aucune *évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence.

E5.	L'entité responsable a fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite, mais dans un délai de plus de 90 jours civils et d'au plus 100 jours civils suivant la réception de la demande.	L'entité responsable a fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite, mais dans un délai de plus de 100 jours civils et d'au plus 110 jours civils suivant la réception de la demande.	L'entité responsable a fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite, mais dans un délai de plus de 110 jours civils suivant la réception de la demande.	L'entité responsable n'a pas fourni la valeur de CGI efficace maximale à chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification. OU L'entité responsable n'a pas fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite.

E6.	L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique de référence pour 5 % ou moins des transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour un d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase. OU L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique de référence pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase, mais dans un délai de plus de 24 mois civils et d'au plus 26 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.	L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique de référence pour plus de 5 % et au plus 10 % des transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour deux d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase. OU L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique de référence pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase, mais dans un délai de plus de 26 mois civils et d'au plus 28 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 5.1 de l'exigence E5. OU L'entité responsable a omis un des éléments prescrits aux alinéas 6.1 à 6.3 de l'exigence E6.	L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique de référence pour plus de 10 % et au plus 15 % des transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour trois d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase. OU L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique de référence pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase, mais dans un délai de plus de 28 mois civils et d'au plus 30 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 5.1 de l'exigence E5. OU L'entité responsable a omis deux des éléments prescrits aux alinéas 6.1 à 6.3 de l'exigence E6.	L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique de référence pour plus de 15 % des transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour plus de trois d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase. OU L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique de référence pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase, mais dans un délai de plus de 30 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 5.1 de l'exigence E5. OU L'entité responsable a omis trois des éléments prescrits aux alinéas 6.1 à 6.3 de l'exigence E6.

E7.	Le *plan d'actions correctives* de l'entité responsable a omis un des éléments prescrits aux alinéas 7.1 à 7.5 de l'exigence E7.	Le *plan d'actions correctives* de l'entité responsable a omis deux des éléments prescrits aux alinéas 7.1 à 7.5 de l'exigence E7.	Le *plan d'actions correctives* de l'entité responsable a omis trois des éléments prescrits aux alinéas 7.1 à 7.5 de l'exigence E7.	Le *plan d'actions correctives* de l'entité responsable a omis au moins quatre des éléments prescrits aux alinéas 7.1 à 7.5 de l'exigence E7. OU L'entité responsable n'a pas établi de *plan d'actions correctives* conformément à l'exigence E7.
E8.	L'entité responsable a effectué une *évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire, mais dans un délai de plus de 60 mois civils et d'au plus 64 mois civils après la précédente *évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire.	L'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire effectuée par l'entité responsable enfreint une des prescriptions des alinéas 8.1 à 8.3 de l'exigence E8. OU L'entité responsable a effectué une *évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire, mais dans un délai de plus de 64 mois civils et d'au plus 68 mois civils après la précédente *évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire.	L'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire effectuée par l'entité responsable enfreint deux des prescriptions des alinéas 8.1 à 8.3 de l'exigence E8. OU L'entité responsable a effectué une *évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire, mais dans un délai de plus de 68 mois civils et d'au plus 72 mois civils après la précédente *évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire.	L'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire effectuée par l'entité responsable enfreint trois des prescriptions des alinéas 8.1 à 8.3 de l'exigence E8. OU L'entité responsable a effectué une *évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire, mais dans un délai de plus de 72 mois civils après la précédente *évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire. OU L'entité responsable n'a pas effectué d'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire.

E9.	L'entité responsable a fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite, mais dans un délai de plus de 90 jours civils et d'au plus 100 jours civils suivant la réception de la demande.	L'entité responsable a fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite, mais dans un délai de plus de 100 jours civils et d'au plus 110 jours civils suivant la réception de la demande.	L'entité responsable a fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite, mais dans un délai de plus de 110 jours civils suivant la réception de la demande.	L'entité responsable n'a pas fourni la valeur de CGI efficace maximale à chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification. OU L'entité responsable n'a pas fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite.

E10.	L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique supplémentaire pour 5 % ou moins des transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour un d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase. OU L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique supplémentaire pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase, mais dans un délai de plus de 24 mois civils et d'au plus 26 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9.	L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique supplémentaire pour plus de 5 % et au plus 10 % des transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour deux d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase. OU L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique supplémentaire pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase, mais dans un délai de plus de 26 mois civils et d'au plus 28 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9. OU L'entité responsable a omis un des éléments prescrits aux alinéas 10.1 à 10.3 de l'exigence E10.	L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique supplémentaire pour plus de 10 % et au plus 15 % des transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour trois d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase. OU L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique supplémentaire pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase, mais dans un délai de plus de 28 mois civils et d'au plus 30 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9. OU L'entité responsable a omis deux des éléments prescrits aux alinéas 10.1 à 10.3 de l'exigence E10.	L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique supplémentaire pour plus de 15 % des transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour plus de trois d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase. OU L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique supplémentaire pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase, mais dans un délai de plus de 30 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9. OU L'entité responsable a omis trois des éléments prescrits aux alinéas 10.1 à 10.3 de l'exigence E10.

E11.	Le *plan d'actions correctives* de l'entité responsable a omis un des éléments prescrits aux alinéas 11.1 à 11.5 de l'exigence E11.	Le *plan d'actions correctives* de l'entité responsable a omis deux des éléments prescrits aux alinéas 11.1 à 11.5 de l'exigence E11.	Le *plan d'actions correctives* de l'entité responsable a omis trois des éléments prescrits aux alinéas 11.1 à 11.5 de l'exigence E11.	Le *plan d'actions correctives* de l'entité responsable a omis au moins quatre des éléments prescrits aux alinéas 11.1 à 11.5 de l'exigence E11. OU L'entité responsable n'a pas établi de *plan d'actions correctives* conformément à l'exigence E11.
E12.	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas mis en œuvre un processus d'obtention des données de surveillance des CGI à partir d'au moins un appareil de surveillance situé dans la zone du *coordonnateur de la planification* ou dans une autre partie du réseau incluse dans le modèle CGI de *réseau* du *coordonnateur de la planification*.
E13.	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas mis en œuvre un processus d'obtention des données du champ géomagnétique pour la zone de son *coordonnateur de la planification*.

D. Différences régionales

D.A. Différence régionale pour les territoires canadiens

Cette différence régionale s'applique aux territoires canadiens dans lesquels son application a été approuvée par l'organisme gouvernemental pertinent, ou dans lesquels elle est entrée en vigueur de toute autre façon.

En vertu de cette différence régionale, tous les renvois à « l'annexe 1 » dans la présente norme sont remplacés par « l'annexe 1 ou 1-CAN ».

En outre, en vertu de cette différence régionale, les alinéas 7.3 à 7.5 de l'exigence E7 et les alinéas 11.3 à 11.5 de l'exigence E11 sont remplacés par le texte suivant :

D.A.7.3. comporter un calendrier, sujet à révision par l'entité responsable selon l'alinéa D.A.7.4, pour la mise en œuvre des actions adoptées à l'alinéa 7.1. Ce calendrier doit :

D.A.7.3.1 spécifier la mise en œuvre des correctifs non matériels, le cas échéant, dans un délai de deux ans suivant l'établissement du *plan d'actions correctives* ou suivant l'obtention des approbations réglementaires éventuellement requises, selon l'échéance la plus tardive ; et

D.A.7.3.2. spécifier la mise en œuvre des correctifs matériels, le cas échéant, dans un délai de quatre ans suivant l'établissement du *plan d'actions correctives* ou suivant l'obtention des approbations réglementaires éventuellement requises, selon l'échéance la plus tardive.

D.A.7.4. être révisé si l'entité responsable se voit incapable de mettre en œuvre le *plan d'actions correctives* selon le calendrier de mise en œuvre prescrit à l'alinéa D.A.7.3. Le *plan d'actions correctives* révisé doit comporter les informations suivantes :

D.A.7.4.1 les circonstances à l'origine du retard dans la mise en œuvre complète ou partielle des actions adoptées à l'alinéa 7.1, et en quoi ces circonstances sont indépendantes de la volonté de l'entité responsable ;

D.A.7.4.2 les révisions des actions adoptées à l'alinéa 7.1, le cas échéant, y compris le recours à des *procédures d'exploitation* s'il y a lieu ; et

D.A.7.4.3 un calendrier mis à jour pour la mise en œuvre des actions adoptées à l'alinéa 7.1.

D.A.7.5. être transmis : i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes, aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes et aux entités fonctionnelles désignées dans le *plan d'actions correctives*, dans les 90 jours civils suivant son établissement ou sa révision, ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision du *plan d'actions correctives*, selon la date

la plus tardive, et iii) au *responsable des mesures pour assurer la conformité* ou à un organisme gouvernemental pertinent, dans le cas d'une révision en vertu de l'alinéa D.A.7.4, dans les 90 jours civils suivant cette révision.

D.A.7.5.1 Si un destinataire du *plan d'actions correctives* présente des commentaires écrits sur celui-ci, l'entité responsable doit lui transmettre une réponse écrite dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires.

D.A.M.7. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, que l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence réalisée selon l'exigence E4 amène à conclure que son réseau ne respecte pas les critères de comportement spécifiés au tableau 1 pour la PGM de référence de planification en régime permanent doit avoir une ou des pièces justificatives datées (sous forme électronique ou papier) de son *plan d'actions correctives*, y compris le calendrier de mise en œuvre des actions adoptées, conformément à l'exigence E7. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a révisé son *plan d'actions correctives* si des circonstances indépendantes de sa volonté ont empêché la mise en œuvre du *plan d'actions correctives* conformément au calendrier prévu. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a transmis son *plan d'actions correctives* ou toute autre information pertinente, le cas échéant, i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes, aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes et aux entités fonctionnelles désignées dans le *plan d'actions correctives*, dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision de celui-ci, ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision du *plan d'actions correctives*, selon la date la plus tardive, conformément à l'exigence E7, et iii) au *responsable des mesures pour assurer la conformité* ou à un organisme gouvernemental pertinent, dans le cas d'une révision en vertu de l'alinéa D.A.7.4, dans les 90 jours civils suivant cette révision. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit également avoir une ou des pièces justificatives (avis par courriel, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a transmis une réponse écrite aux commentaires sur son *plan d'actions correctives* dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires, conformément à l'exigence E7.

D.A.11.3. comporter un calendrier, sujet à révision par l'entité responsable selon l'alinéa D.A.11.4, pour la mise en œuvre des actions adoptées à l'alinéa 11.1. Ce calendrier doit :

D.A.11.3.1 spécifier la mise en œuvre des correctifs non matériels, le cas échéant, dans un délai de deux ans suivant l'établissement du *plan*

d'actions correctives ou suivant l'obtention des approbations réglementaires éventuellement requises, selon l'échéance la plus tardive ; et

D.A.11.3.2. spécifier la mise en œuvre des correctifs matériels, le cas échéant, dans un délai de quatre ans suivant l'établissement du *plan d'actions correctives* ou suivant l'obtention des approbations réglementaires éventuellement requises, selon l'échéance la plus tardive.

D.A.11.4. être révisé si l'entité responsable se voit incapable de mettre en œuvre le *plan d'actions correctives* selon le calendrier de mise en œuvre prescrit à l'alinéa D.A.11.3. Le *plan d'actions correctives* révisé doit comporter les informations suivantes :

D.A.11.4.1 les circonstances à l'origine du retard dans la mise en œuvre complète ou partielle des actions adoptées à l'alinéa 11.1, et en quoi ces circonstances sont indépendantes de la volonté de l'entité responsable ;

D.A.11.4.2 les révisions des actions adoptées à l'alinéa 11.1, le cas échéant, y compris le recours à des *procédures d'exploitation* s'il y a lieu ; et

D.A.11.4.3 un calendrier mis à jour pour la mise en œuvre des actions adoptées à l'alinéa 11.1.

D.A.11.5. être transmis : i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes, aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes et aux entités fonctionnelles désignées dans le *plan d'actions correctives*, dans les 90 jours civils suivant son établissement ou sa révision, ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision du *plan d'actions correctives*, selon la date la plus tardive, et iii) au *responsable des mesures pour assurer la conformité* ou à un organisme gouvernemental pertinent, dans le cas d'une révision en vertu de l'alinéa D.A.11.4, dans les 90 jours civils suivant cette révision.

D.A.11.5.1 Si un destinataire du *plan d'actions correctives* présente des commentaires écrits sur celui-ci, l'entité responsable doit lui transmettre une réponse écrite dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires.

D.A.M.11. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, que l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire réalisée selon l'exigence E8 amène à conclure que son réseau ne respecte pas les critères de comportement spécifiés au tableau 1 pour la PGM supplémentaire de planification en régime permanent doit avoir une ou des pièces justificatives datées (sous forme électronique ou papier) de son *plan d'actions correctives*, y compris le calendrier de mise en œuvre des actions adoptées, conformément à l'exigence E11. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, reçus

postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a révisé son *plan d'actions correctives* si des circonstances indépendantes de sa volonté ont empêché la mise en œuvre du *plan d'actions correctives* conformément au calendrier prévu. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a transmis son *plan d'actions correctives* ou toute autre information pertinente, le cas échéant, i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes, aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes et aux entités fonctionnelles désignées dans le *plan d'actions correctives*, dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision de celui-ci, ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision du *plan d'actions correctives*, selon la date la plus tardive, conformément à l'exigence E11, et iii) au *responsable des mesures pour assurer la conformité* ou à un organisme gouvernemental pertinent, dans le cas d'une révision en vertu de l'alinéa D.A.11.4, dans les 90 jours civils suivant cette révision. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit également avoir une ou des pièces justificatives (avis par courriel, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a transmis une réponse écrite aux commentaires sur son *plan d'actions correctives* dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires, conformément à l'exigence E11.

E. Documents connexes

Annexe 1
Annexe 1-CAN

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	17 décembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouvelle norme
2	9 novembre 2017	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Mise en œuvre de prescriptions de l'Ordonnance 830 de la FERC
2	25 novembre 2018	Ordonnance de la FERC ratifiant la norme TPL-007-2, dossier RM18-8-000	
3	7 février 2019	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Différence régionale pour le Canada
4	6 février 2020	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision en réponse aux directives de l'Ordonnance 851 de la FERC.
4	19 mars 2020	Ordonnace de la FERC ratifiant la norme TPL-007-4, dossier RD20-3-000	

Annexe 1
Calcul des champs géoélectriques pour la PGM de référence et la PGM supplémentaire

La perturbation géomagnétique (PGM) de référence[1] définit les valeurs du champ géoélectrique qui servent à calculer les flux de CGI nécessaires pour une *évaluation de vulnérabilité aux PGM*. L'information sur la PGM de référence comprend les éléments suivants : 1) une amplitude du champ géoélectrique maximal de référence de 8 V/km, obtenue à partir de l'analyse statistique de données magnétométriques historiques ; 2) des facteurs de transposition qui tiennent compte de la latitude géomagnétique locale ; 3) des facteurs de transposition qui tiennent compte de la conductivité locale du sol ; et 4) une série temporelle ou un tracé du champ géomagnétique de référence afin de faciliter l'analyse dans le domaine temporel de l'impact des PGM sur l'équipement.

La PGM supplémentaire est constituée d'éléments semblables à ceux décrits ci-dessus, à certaines différences près : 1) l'amplitude du champ géoélectrique maximal de référence est de 12 V/km dans une zone localisée ; et 2) la série temporelle ou le tracé du champ géomagnétique comprend un ajustement local[2].

La valeur d'amplitude du champ géoélectrique maximal régional utilisée dans l'*évaluation de vulnérabilité aux PGM*, E_{max}, est calculable à partir de la valeur du champ géoélectrique de référence de 8 V/km pour la PGM de référence (équation 1) ou de 12 V/km pour la PGM supplémentaire (équation 2) au moyen des relations suivantes :

$$E_{max} = 8 \times \alpha \times \beta_r (V/km) \quad (1)$$

$$E_{max} = 12 \times \alpha \times \beta_s \, (V/km) \quad (2)$$

où α représente le facteur de transposition de la latitude géomagnétique locale, et β représente un facteur de transposition qui tient compte du profil de conductivité local du sol. Les indices *r* et *s* du facteur de transposition β renvoient à la PGM de référence et à la PGM supplémentaire, respectivement.

Transposition des valeurs du champ géomagnétique

La PGM de référence et la PGM supplémentaire sont définies pour la latitude géomagnétique de 60° ; une transposition est nécessaire pour tenir compte des différences régionales selon la latitude géomagnétique. Le tableau 2 présente les facteurs de transposition qui établissent la corrélation entre le champ géoélectrique maximal et la latitude géomagnétique. Le facteur de transposition α se calcule aussi au moyen de l'équation empirique suivante :

1. La description de la PGM de référence (mai 2016) est consultable à la page Web qui présente les documents connexes à la norme TPL-007-1 : http://www.nerc.com/pa/Stand/TPL0071RD/Benchmark_clean_May12_complete.pdf.
2. L'amplitude de l'ajustement local est de l'ordre de 100 km dans l'axe nord-sud (latitude), mais est plus grande dans l'axe est-ouest (longitude). L'ajustement local du champ géomagnétique s'applique sur une période de 2 à 5 minutes. Pour de plus amples détails, consulter la description de la PGM supplémentaire (octobre 2017) à la page Web du projet 2013-03 sur l'atténuation des PGM : http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2013-03-Geomagnetic-Disturbance-Mitigation.aspxhttps://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2013-03-Geomagnetic-Disturbance-Mitigation.aspx.

$$\alpha = 0{,}001 \cdot e^{(0{,}115\ L)} \tag{3}$$

où L représente la latitude géomagnétique en degrés, α étant compris entre 0,1 et 1.

Dans le cas d'une vaste zone de planification qui recouperait plusieurs des facteurs de transposition du tableau 2, on adoptera pour l'*évaluation de vulnérabilité aux PGM* un champ géoélectrique maximal :

- calculé au moyen de la valeur α la plus prudente (la plus élevée) ; ou
- calculé en supposant un champ géomagnétique non uniforme, ou uniforme par morceaux.

Tableau 2 – Facteurs de transposition du champ géomagnétique pour la PGM de référence et la PGM supplémentaire

Latitude géomagnétique (degrés)	Facteur de transposition (α)
≤ 40	0,10
45	0,2
50	0,3
54	0,5
56	0,6
57	0,7
58	0,8
59	0,9
≥ 60	1,0

Transposition des valeurs du champ géoélectrique

La PGM de référence est définie d'après le modèle géologique de référence pour le Québec, décrit au tableau 4. On peut déterminer le champ géoélectrique maximal, E_{max}, utilisé dans une *évaluation de vulnérabilité aux PGM* :

- soit en calculant le champ géoélectrique pour la conductivité du sol de la zone de planification et la série temporelle du champ géomagnétique de référence transposée selon la latitude géomagnétique, au moyen d'une procédure comme la méthode de l'onde plane décrite dans la publication *GIC Application Guide* du groupe de travail de la NERC sur les perturbations géomagnétiques[3] ;
- soit au moyen du facteur de transposition de la conductivité du sol β du tableau 3 qui renvoie aux cartes de conductivité du sol des figures 1 et 2. De même que le facteur de transposition α de l'équation (3) ou du tableau 2, on applique le facteur β au champ géoélectrique de référence au moyen de l'équation (1) ou (2), selon le cas, afin d'obtenir l'amplitude du champ géoélectrique maximal régional E_{max} à utiliser dans les *évaluations de vulnérabilité aux PGM*. En l'absence de modèle de conductivité du sol, l'entité responsable utilisera le facteur β le plus élevé des régions physiographiques adjacentes, ou une valeur justifiée techniquement.

3. Accessible à partir de la page Web du groupe de travail de la NERC sur les perturbations géomagnétiques : http://www.nerc.com/comm/PC/Pages/Geomagnetic-Disturbance-Task-Force-(GMDTF)-2013.aspx.

Les modèles géologiques qui ont permis de calculer les valeurs du tableau 3 pour les États-Unis ont été obtenus à partir d'informations publiques publiées sur le site Web de l'U.S. Geological Survey (USGS)[4]. Les modèles qui ont permis de calculer les valeurs du tableau 3 pour le Canada ont été obtenus de Ressources naturelles Canada (RNCan) et présentent des profils moyens couvrant de grandes régions. Le planificateur peut aussi utiliser un ou des modèles géologiques particuliers (justification documentée à l'appui) et la série temporelle du champ géomagnétique de référence pour calculer le ou les facteurs β comme suit :

$$\beta_{\mathrm{r}} = E/8 \text{ pour la PGM de référence} \tag{4}$$

$$\beta_{\mathrm{s}} = E/12 \text{ pour la PGM supplémentaire} \tag{5}$$

où *E* représente la valeur absolue du champ géoélectrique maximal en V/km, obtenue à partir du modèle géologique justifié techniquement et de la série temporelle du champ géomagnétique de référence.

Dans le cas d'une grande zone de planification qui recoupe plusieurs facteurs de transposition β, on peut utiliser la valeur la plus prudente (la plus élevée) de β pour déterminer le champ géoélectrique maximal afin d'obtenir des résultats prudents. Ou encore, le planificateur pourrait faire l'analyse au moyen d'un champ géoélectrique non uniforme ou uniforme par morceaux.

Application du champ géoélectrique maximal localisé à la PGM supplémentaire

Le champ géoélectrique maximal de la PGM supplémentaire est présent dans une zone localisée[5]. Le planificateur dispose d'une certaine latitude pour déterminer comment appliquer le champ géoélectrique maximal localisé aux fins des calculs de CGI pour la zone de planification. Quelques exemples :

- Appliquer le champ géoélectrique maximal (12 V/km, transposé à la zone de planification) à l'ensemble de la zone de planification.
- Appliquer un champ géoélectrique maximal (12 V/km, transposé à la zone de planification) limité spatialement (par exemple, 100 km en latitude et 500 km en longitude) à une partie du réseau, et appliquer la PGM de référence au reste du réseau.
- Autres méthodes d'adaptation de l'analyse de la PGM de référence en fonction de l'ajustement du champ géoélectrique localisé de la PGM supplémentaire.

4. Consultable à l'adresse http://geomag.usgs.gov/conductivity/.
5. Voir le document de présentation technique de la PGM supplémentaire à la page Web du projet 2013-03 sur l'atténuation des PGM : http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2013-03-Geomagnetic-Disturbance-Mitigation.aspx.

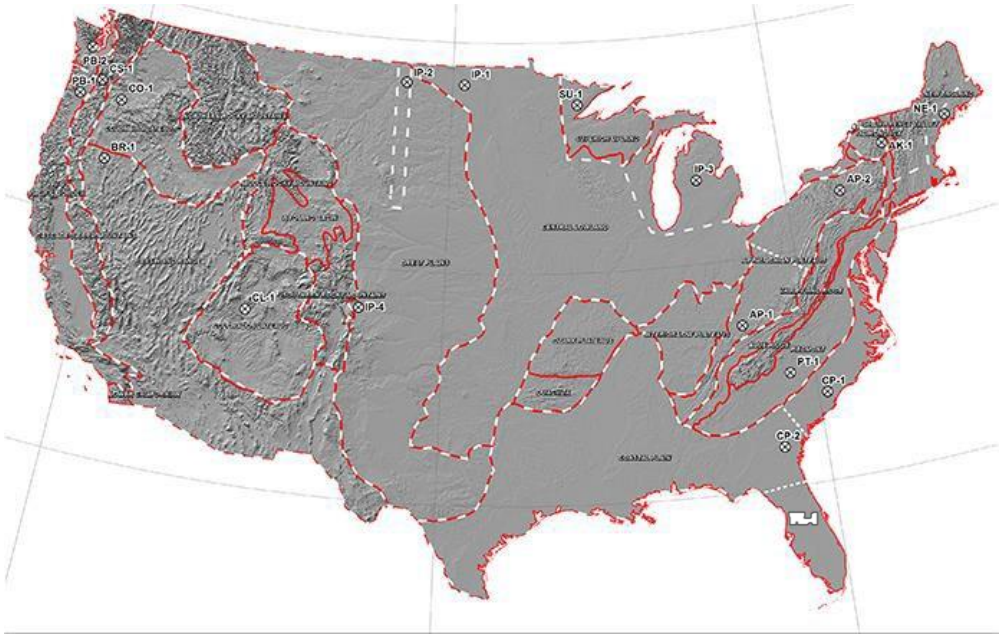


Figure 1 : Régions physiographiques de la partie continentale des États-Unis[6]

Figure 2 : Régions physiographiques du Canada

6. Une carte plus détaillée est consultable sur le site Web de l'U.S. Geological Survey (http://geomag.usgs.gov/).

Tableau 3 – Facteurs de transposition du champ géoélectrique		
Modèle géologique	**Facteur de transposition de la PGM de référence (β_r)**	**Facteur de transposition de la PGM supplémentaire (β_s)**
AK1A	0,56	0,51
AK1B	0,56	0,51
AP1	0,33	0,30
AP2	0,82	0,78
BR1	0,22	0,22
CL1	0,76	0,73
CO1	0,27	0,25
CP1	0,81	0,77
CP2	0,95	0,86
FL1	0,76	0,73
CS1	0,41	0,37
IP1	0,94	0,90
IP2	0,28	0,25
IP3	0,93	0,90
IP4	0,41	0,35
NE1	0,81	0,77
PB1	0,62	0,55
PB2	0,46	0,39
PT1	1,17	1,19
SL1	0,53	0,49
SU1	0,93	0,90
BOU	0,28	0,24
FBK	0,56	0,56
PRU	0,21	0,22
C.-B.	0,67	0,62
PRAIRIES	0,96	0,88
BOUCLIER	1,0	1,0
ATLANTIQUE	0,79	0,76

Les facteurs de transposition du tableau 3 dépendent du spectre fréquentiel de l'orage géomagnétique de référence. C'est pourquoi la PGM de référence et la PGM supplémentaire peuvent avoir des facteurs de transposition différents pour un modèle géologique donné.

Tableau 4 – Modèle géologique de référence (Québec)	
Couche (épaisseur en km)	**Résistivité (Ω·m)**
15	20 000
10	200
125	1 000
200	100
∞	3

Série temporelle ou tracé de champ géomagnétique de référence pour la PGM de référence[7]

Les mesures du champ géomagnétique de la PGM des 13 et 14 mars 1989, enregistrées par l'Observatoire géomagnétique d'Ottawa de RNCan, ont produit le tracé du champ géomagnétique de référence à utiliser pour le calcul de la série temporelle de CGI, appelée série CGI(t), requise pour l'étude d'impact thermique sur les transformateurs.

La latitude géomagnétique de l'Observatoire géomagnétique d'Ottawa est de 55° ; on a donc transposé l'amplitude des données de mesure du champ géomagnétique en fonction de la latitude géomagnétique de 60° de référence (voir la figure 3) de manière que l'amplitude du champ géoélectrique maximal calculée au moyen du modèle géologique de référence soit de 8 V/km (voir les figures 4 et 5). La fréquence d'échantillonnage adoptée pour le tracé du champ géomagnétique est de 10 secondes[8]. S'il faut utiliser cette série temporelle du champ géoélectrique avec un modèle géologique différent, il conviendra d'appliquer le facteur de transposition de la conductivité de la PGM de référence β_r approprié.

7. Voir le document de présentation technique de la PGM de référence pour plus de détails sur l'établissement du tracé du champ géomagnétique de référence : http://www.nerc.com/pa/stand/Pages/TPL0071RI.aspxhttp://www.nerc.com/pa/stand/Pages/TPL0071RI.aspx .
8. Le fichier de données du tracé du champ géomagnétique de référence est disponible sur la page Web d'informations connexes à la norme TPL-007-1 : http://www.nerc.com/pa/stand/Pages/TPL0071RI.aspx.

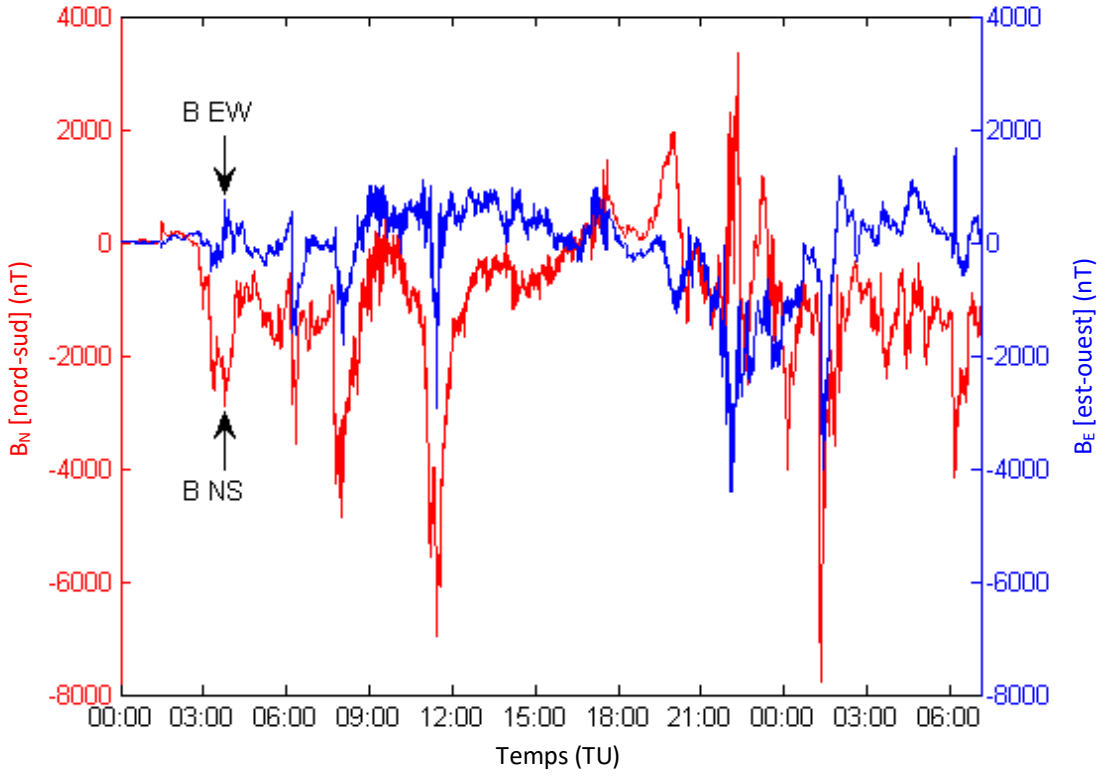


Figure 3 : Tracé du champ géomagnétique pour la PGM de référence
En rouge B_N (vers le nord), en bleu B_E (vers l'est)

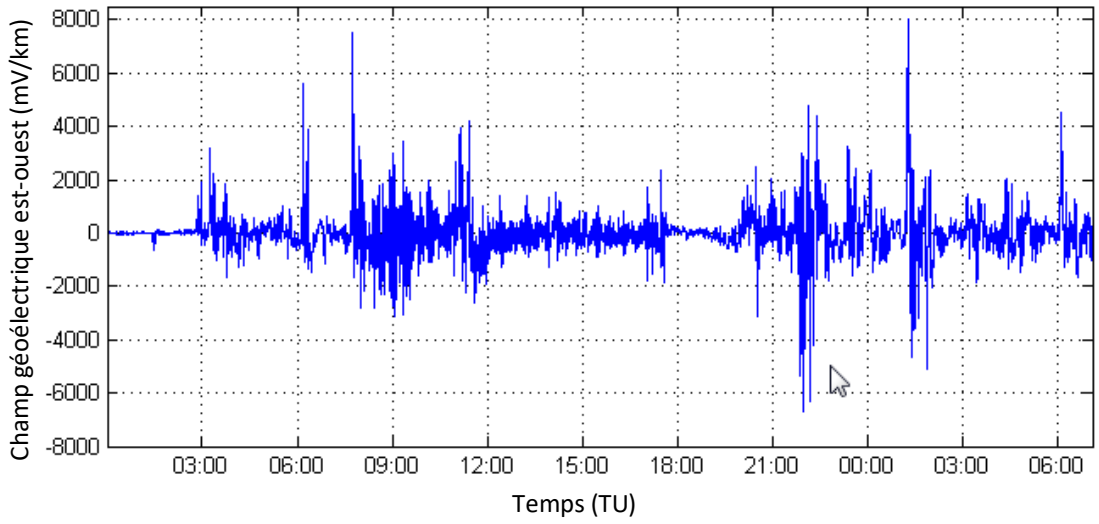


Figure 4 : Tracé du champ géoélectrique pour la PGM de référence
E_E (vers l'est)

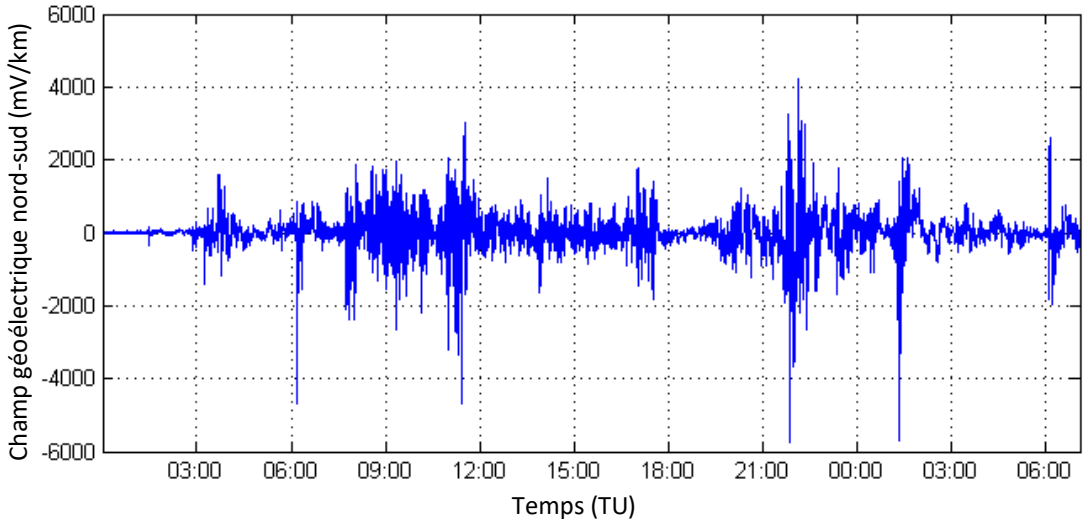


Figure 5 : Tracé du champ géoélectrique pour la PGM de référence E_N (vers le nord)

Série temporelle ou tracé du champ géomagnétique de référence pour la PGM supplémentaire[9]

Les mesures du champ géomagnétique de la PGM des 13 et 14 mars 1989, enregistrées par l'Observatoire géomagnétique d'Ottawa de RNCan, ont produit le tracé du champ géomagnétique de référence à utiliser pour le calcul de la série temporelle de CGI, appelée série CGI(t), requise pour l'étude d'impact thermique sur les transformateurs. Le tracé utilisé pour la PGM supplémentaire diffère de celui utilisé pour la PGM de référence en ce qu'il nécessite un ajustement local.

La latitude géomagnétique de l'Observatoire géomagnétique d'Ottawa est de 55° ; on a donc transposé l'amplitude des données de mesure du champ géomagnétique en fonction de la latitude géomagnétique de 60° de référence (voir la figure 6) de manière que l'amplitude du champ géoélectrique maximal calculée au moyen du modèle géologique de référence soit de 12 V/km (voir la figure 7). La fréquence d'échantillonnage adoptée pour le tracé du champ géomagnétique est de 10 secondes[10]. S'il faut utiliser cette série temporelle du champ géoélectrique avec un modèle géologique différent, il conviendra d'appliquer le facteur de transposition de la conductivité de la PGM supplémentaire β_s approprié.

9. Voir le document de présentation technique de la PGM supplémentaire pour plus de détails sur l'établissement du tracé du champ géomagnétique de référence : http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2013-03-Geomagnetic-Disturbance-Mitigation.aspx.
10. Le fichier de données du tracé du champ géomagnétique de référence est disponible sur la la page Web du groupe de travail de la NERC sur les perturbations géomagnétiques : http://www.nerc.com/comm/PC/Pages/Geomagnetic-Disturbance-Task-Force-(GMDTF)-2013.aspx.

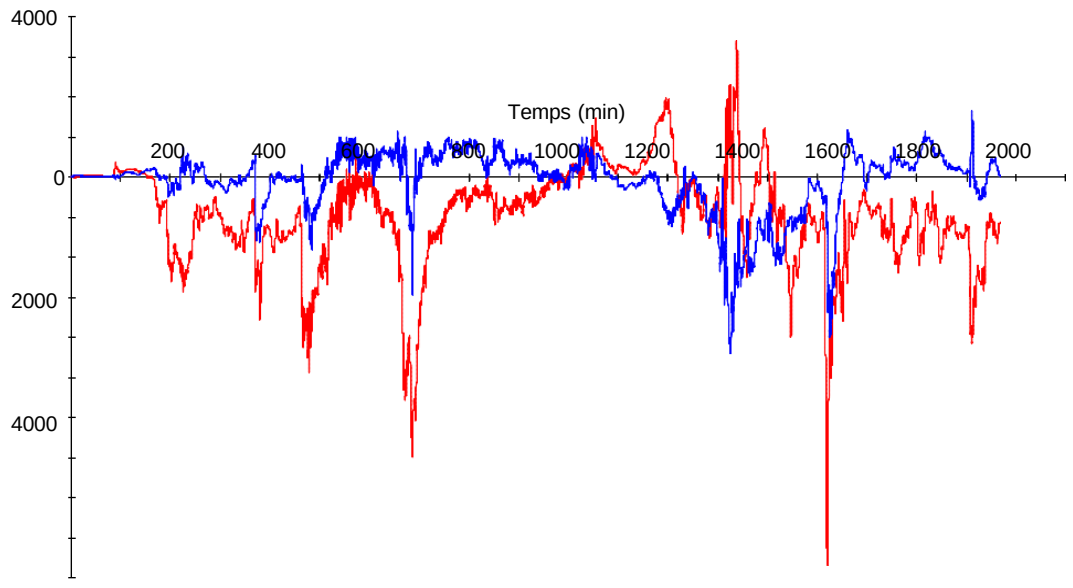


Figure 6 : Tracé du champ géomagnétique de la PGM supplémentaire
En rouge B_N (vers le nord), en bleu B_E (vers l'est)

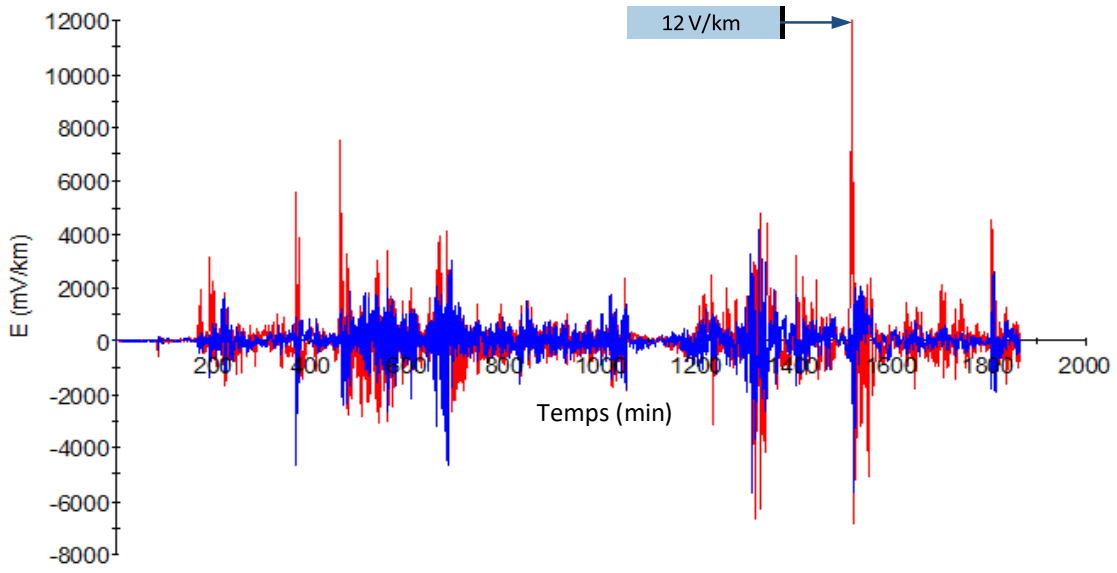


Figure 7 : Tracé du champ géoélectrique de la PGM supplémentaire
En bleu E_N (vers le nord), en rouge E_E (vers l'est)

Annexe 1-CAN

L'annexe 1-CAN présente une méthodologie que les entités canadiennes peuvent substituer à celle de l'annexe 1 pour établir les PGM de référence ou supplémentaire à utiliser dans les *évaluations de vulnérabilité aux PGM*.

Une entité canadienne peut utiliser la méthodologie de l'annexe 1-CAN si elle détient des informations spécifiques à sa région qui justifient techniquement la redéfinition d'un ou de plusieurs événements de planification de PGM d'occurrence centenaire dans sa zone de planification.

Information pertinente à la méthodologie de substitution

Une *évaluation de vulnérabilité aux PGM* nécessite l'emploi de modèles géophysiques et d'ingénierie. Des données spécifiques au Canada sont disponibles et de plus en plus abondantes, et les recherches en cours permettent une caractérisation plus exacte des paramètres régionaux utilisés dans ces modèles. Ces données spécifiques au Canada – notamment des mesures du champ géomagnétique, de conductivité du sol et de courants géomagnétiquement induits (CGI) – peuvent être utilisées aux fins de modélisation et de validation des simulations.

L'information utilisée pour calculer les champs géoélectriques pour la PGM de référence et la PGM supplémentaire doit être documentée clairement et être justifiée techniquement. Par exemple, les facteurs en jeu dans le calcul des champs géoélectriques sont les variations du champ géomagnétique et une ou des fonctions de transfert de la Terre[1]. L'information justifiée techniquement utilisée dans la modélisation des variations du champ géomagnétique peut comprendre des documents techniques produits par des entités gouvernementales comme Ressources naturelles Canada, des articles techniques publiés dans des revues scientifiques avec comité de lecture et des ensembles de données constitués selon des principes scientifiques éprouvés. Une fonction de transfert de la Terre peut être établie à partir de mesures magnétotelluriques ou de modèles de conductivité du sol.

Les hypothèses de modélisation doivent aussi être documentées clairement et justifiées techniquement. Une entité peut effectuer une analyse de sensibilité afin de déterminer comment les hypothèses influent sur les résultats.

On peut utiliser un modèle simplifié pour effectuer une ou des *évaluations de vulnérabilité aux PGM*, pourvu que ce modèle soit plus prudent qu'un modèle plus détaillé.

Lors de l'interprétation des résultats d'évaluation, l'entité doit prendre en considération le degré de maturité de la modélisation, des outils et des techniques utilisés.

Événements de planification des PGM

L'événement de planification d'occurrence centenaire doit être basé sur des données spécifiques à la région et sur des analyses statistiques justifiables techniquement (par exemple, selon la théorie de la valeur extrême) et doit être appliqué aux *évaluations de vulnérabilité aux PGM* de référence et supplémentaire.

Pour les *évaluations de vulnérabilité à la PGM* de référence, l'entité doit prendre en considération la structure spatiale à grande échelle de la PGM. Pour les *évaluations de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire, l'entité doit prendre en considération la structure spatiale à petite échelle de la PGM (par exemple, selon des mesures par magnétomètre ou des calculs d'électrojet réalistes).

---

[1] La « fonction de transfert de la Terre » exprime la relation entre les variations de champ électrique et de champ magnétique à la surface de la Terre.

Annexe TPL-007-4-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme TPL-007-4 – Planification du comportement du réseau de transport en cas de perturbation géomagnétique

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière.

4.2. Installations

4.2.1 Aucune disposition particulière.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : 14 septembre 2022

5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : 14 septembre 2022

5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe : 1er avril 2023

Les exigences sont mises en application aux dates indiquées dans le tableau suivant :

Exigence	Date de mise en application
E1	1er avril 2023
E2	1er avril 2023
E5 et E9	1er avril 2023
E12 et E13	1er octobre 2023
E6 et E10	1er avril 2025
E3, E4, E7, E8 et E11	1er avril 2026

6. Contexte : Aucune disposition particulière.

B. Exigences et mesures

Dans les exigences E5, E6, E9 et E10, ainsi que dans les mesures M5, M6, M9 et M10 remplacer « *BES* » par « *RTP* ».

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance de la conformité

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

Tableau 1 – PGM à des fins de planification pour les analyses en régime permanent

Remplacer « *BES* » par « *RTP* ».

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Pour les VSL des exigences E5, E6, E9 et E10 remplacer « *BES* » par « *RTP* ».

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

Annexe 1

Aucune disposition particulière.

Annexe 1-CAN

Aucune disposition particulière.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	14 septembre 2022	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2022-110.	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** **Réglage de la tension et de la puissance réactive**

2. **Numéro :** VAR-001-4.2

3. **Objet :** Donner l'assurance que les niveaux de tension, les transits de puissance réactive et les ressources de puissance réactive sont surveillés, contrôlés et maintenus en *temps réel* dans les limites voulues pour préserver l'intégrité des équipements et l'exploitation fiable de l'*Interconnexion*.

4. **Applicabilité**

   4.1. *Exploitants de réseau de transport*

   4.2. *Exploitants d'installation de production* dans l'*Interconnexion* de l'Ouest (pour la différence WECC)

5. **Date d'entrée en vigueur**

   5.1. La norme entrera en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date d'approbation de la norme par un organisme gouvernemental pertinent, sauf dispositions contraires dans un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par une autorité pertinente. Dans un territoire où l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, la norme entrera en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date de son adoption par le Conseil d'administration de la NERC, sauf dispositions contraires dans ce territoire.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit définir un programme de tension du réseau (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance associée) dans le cadre de son plan d'exploitation conforme aux *limites d'exploitation du réseau* et les *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion*. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]*

1.1. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir une copie des programmes de tension (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance associée) à son *coordonnateur de la fiabilité* et aux *exploitants de réseau de transport* adjacents dans les 30 jours civils suivant une demande.

M1. L'*exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'il a défini des programmes de tension du réseau (à l'aide soit d'une plage, soit d'une valeur cible avec une plage de tolérance associée).

Dans le cas de l'alinéa 1.1, l'*exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives attestant que les programmes de tension (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance associée) ont été remis à son *coordonnateur de la fiabilité* et aux *exploitants de réseau de transport* adjacents dans les 30 jours civils suivant une demande. Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, des courriels, des publications sur un site Web et des procès-verbaux de réunion.

E2. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit programmer des ressources de réactif suffisantes pour régler la tension en conditions normales et de *contingence*. Les *exploitants de réseau de transport* peuvent fournir suffisamment de ressources de réactif par divers moyens, y compris, mais sans s'y limiter, la programmation de production de puissance réactive, la manœuvre de lignes de transport et de ressources de réactif, et le recours à des charges modulables. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel, exploitation du jour même et planification de l'exploitation]*

M2. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'il a programmé des ressources de réactif suffisantes d'après son évaluation du réseau. Pour l'horizon de planification de l'exploitation, l'*exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives des évaluations qui ont servi à établir la programmation des ressources.

E3. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit exploiter ou diriger l'exploitation en *temps réel* des dispositifs de régulation de la tension de transport et des transits de puissance réactive, selon les besoins. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel, exploitation du jour même et planification de l'exploitation]*

M3. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives attestant que des mesures ont été prises pour exploiter des ressources capacitives et inductives en *temps réel* selon les besoins. Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, des instructions aux *exploitants d'installation de production* leur demandant :

1) d'assurer un soutien supplémentaire de la tension, 2) de mettre en circuit des ressources, ou encore 3) d'apporter des ajustements manuels.

E4. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit spécifier sous quelles conditions un groupe de production est exempté : 1) de suivre un programme de tension ou de *puissance réactive*, 2) d'avoir son régulateur de tension automatique en fonction ou de fonctionner en mode de régulation de tension, ou 3) de faire les notifications afférentes. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]*

4.1. Si un *exploitant de réseau de transport* détermine qu'un groupe de production répond aux critères d'exemption, il doit notifier l'*exploitant d'installation de production* correspondant.

M4. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a documenté les critères des exemptions applicables aux groupes de production.

Dans le cas de l'alinéa 4.1, l'*exploitant de réseau de transport* doit aussi détenir une pièce justificative attestant que, pour chaque groupe de production dans sa zone faisant l'objet d'une exemption 1) de suivre un programme de tension ou de *puissance réactive*, 2) d'avoir son régulateur de tension automatique en fonction ou de fonctionner en mode de régulation de tension, ou 3) de faire les notifications, l'*exploitant d'installation de production* correspondant a été avisé de cette exemption.

E5. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit définir un programme de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance associée) pour le côté haute tension ou basse tension, du transformateur élévateur de groupe de production, à la discrétion de l'*exploitant de réseau de transport*. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]*

5.1. L'*exploitant de réseau de transport* doit fournir le programme de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance) à l'*exploitant d'installation de production* correspondant et ordonner à l'*exploitant d'installation de production* de se conformer au programme en mode de régulation de tension automatique (régulateur de tension automatique en fonction et réglant la tension).

5.2. L'*exploitant de réseau de transport* doit fournir à l'*exploitant d'installation de production* les exigences de notification en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance).

5.3. L'*exploitant de réseau de transport* doit fournir les critères qui ont servi à définir les programmes de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance) à l'*exploitant d'installation de production* dans les 30 jours après en avoir reçu la demande.

M5. L'*exploitant de réseau de transport* doit avoir une pièce justificative atestant qu'il a documenté un programme de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance).

Dans le cas de l'alinéa 5.1, l'*exploitant de réseau de transport* doit avoir une pièce justificative attestant qu'il a fourni un programme de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance) aux *exploitants d'installation de production* concernés, et que l'*exploitant d'installation de production* a reçu l'ordre de se conformer au programme en mode de régulation de tension automatique, sauf s'il en est exempté.

Dans le cas de l'alinéa 5.2, l'*exploitant de réseau de transport* doit avoir une pièce justificative attestant qu'il a fourni les exigences de notification en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* (spécifiant soit une plage, soit une valeur cible avec plage de tolérance).

Dans le cas de l'alinéa 5.3, l'*exploitant de réseau de transport* doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a communiqué les critères qui ont servi à établir les programmes de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance) dans les 30 jours après en avoir reçu la demande de l'*exploitant d'installation de production*.

E6. Après concertation avec le *propriétaire d'installation de production* sur les changements de prises qu'il faut effectuer sur les transformateurs élévateurs de tension et le calendrier de mise en œuvre, l'*exploitant de réseau de transport* doit remettre au *propriétaire d'installation de production* la documentation qui définit les changements de prises requis, les délais pour faire ces changements et la justification technique de ces changements. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]*

M6. L'*exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'il a fourni la documentation au *propriétaire d'installation de production* lorsqu'il faut effectuer un changement de prises sur le transformateur élévateur d'un groupe de production, conformément à l'exigence, et qu'il a consulté au préalable le *propriétaire d'installation de production*.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable de la surveillance de la l'application des normes* » désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs de surveillance de l'application des normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité visée est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *responsable de la surveillance de l'application des normes* peut demander à l'entité visée de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'*exploitant du réseau de transport* doit conserver les pièces justificatives exigées aux mesures M1 à M6 pendant douze mois. Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit conserver toutes les données de vérification pendant trois ans.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

L'expression « processus de surveillance et d'évaluation de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité à la norme de fiabilité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	**Planification de l'exploitation**	**Élevé**	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'*exploitant de réseau de transport* ne définit pas de programme de tension du réseau (soit une plage ou une valeur cible avec une plage de tolérance).
E2	**Exploitation en temps réel, exploitation du jour même et planification de l'exploitation**	**Élevé**	Sans objet	Sans objet	L'*exploitant de réseau de transport* ne programme pas des ressources de réactif suffisantes pour prévenir le dépassement d'une limite SOL.	L'*exploitant de réseau de transport* ne programme pas des ressources réactif suffisantes pour prévenir le dépassement d'une limite IROL.

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	**Exploitation en temps réel, exploitation du jour même et planification de l'exploitation**	**Élevé**	Sans objet	Sans objet	L'*exploitant de réseau de transport* n'exploite pas ou ne dirige pas l'exploitation en temps réel des dispositifs permettant de prévenir le dépassement d'une limite SOL.	L'*exploitant de réseau de transport* n'exploite pas ou ne dirige pas l'exploitation en temps réel des dispositifs permettant de prévenir le dépassement d'une limite IROL.
E4	**Planification de l'exploitation**	**Faible**	Sans objet	Sans objet	L'*exploitant de réseau de transport* a des critères d'exemption et a notifié l'*exploitant d'installation de production*, mais l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas de pièces justificatives de la notification de l'*exploitant d'installation de production*.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas des critères d'exemption.

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	**Planification de l'exploitation**	**Moyen**	Sans objet	L'*exploitant de réseau de transport* ne fournit pas les critères qui ont servi à définir les programmes de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage ou une valeur cible avec une plage de tolérance) dans les 30 jours après en avoir reçu la demande.	L'*exploitant de réseau de transport* ne fournit pas les programmes de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage ou une valeur cible avec une plage de tolérance) à tous les *exploitants d'installation de production*.	L'*exploitant de réseau de transport* ne fournit pas les programmes de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage ou une valeur cible avec une plage de tolérance) à aucun des *exploitants d'installation de production*. ou L'*exploitant de réseau de transport* ne fournit pas à l'*exploitant d'installation de production* des exigences de notification en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage ou une valeur cible avec une plage de tolérance).

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6	**Planification de l'exploitation**	**Faible**	L'*exploitant de réseau de transport* ne fournit pas l'un ou l'autre de la justification technique ou du délai accordé pour le changement des réglages de prise des transformateurs élévateurs de groupe de production.	Sans objet	Sans objet	L'*exploitant de réseau de transport* ne fournit pas la justification technique ni le délai accordé pour le changement des réglages de prise des transformateurs élévateurs de groupe de production.

D. Différences régionales

Les différences suivantes s'appliquent à l'ensemble du Western Electricity Coordinating Council (WECC) et remplacent dans leur intégralité les exigences E4 et E5. Plus précisément, l'exigence E4 est supprimée et l'exigence E5 est remplacée par les exigences suivantes.

Exigences

E.A.13 Chaque *exploitant de réseau de transport* doit transmettre aux *exploitants d'installation de production*, pour chacune de leurs ressources de production en service et faisant partie du *système de production-transport d'électricité* dans la *zone de l'exploitant de réseau de transport*, un des types de programme de tension suivants : *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation et exploitation du jour même]*

- un point de consigne de tension, avec une plage de tolérance de tension, pour une période précise ;
- une valeur initiale en voltampère de puissance réactive ou de facteur de puissance de sortie, avec une plage de tolérance de tension, pour une période précise, qui sert à l'*exploitant d'installation de production* pour établir une consigne de tension au jeu de barres du groupe de production ;
- une plage de tension pour une période précise.

E.A.14 Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir à l'*exploitant d'installation de production,* pour chaque ressource de production de sa zone, un des points de référence suivants pour le programme de tension : *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation et exploitation du jour même]*

- les bornes du groupe de production ;
- le côté haute tension du transformateur élévateur du groupe de production ;
- le point de raccordement ;
- un point établi d'un commun accord entre l'*exploitant de réseau de transport* et l'*exploitant d'installation de production*.

E.A.15 Chaque *exploitant d'installation de production* doit convertir chaque programme de tension prescrit à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour le système d'excitation du groupe de production. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation et exploitation du jour même]*

E.A.16 Chaque *exploitant d'installation de production* doit fournir à l'*exploitant de réseau de transport*, dans les 30 jours civils suivant une demande de celui-ci, sa méthodologie de conversion de la consigne de tension entre le point indiqué à l'exigence E.A.14 et les bornes du groupe de production. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]*

E.A.17 Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir à l'*exploitant d'installation de production*, dans les 30 jours civils suivant une demande de la part de celui-ci, des données sur son équipement de transport et des données d'exploitation aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]*

E.A.18 Chaque *exploitant d'installation de production* doit respecter les prescriptions suivantes relatives aux boucles de régulation s'il utilise des boucles de régulation à l'extérieur des régulateurs de tension automatique (AVR) pour gérer la charge en Mvar : *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]*

E.A.18.1 La conception de chaque boucle de régulation doit intégrer la réponse asservie à la tension de l'AVR aux écarts de tension pendant les *perturbations* du *réseau*.

E.A.18.2 Chaque boucle de régulation ne doit être utilisée qu'avec le consentement mutuel de l'*exploitant d'installation de production* et de l'*exploitant de réseau de transport* concerné par la boucle de régulation.

Mesures[1]

M.E.A.13. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant qu'il a fourni les programmes de tension à l'*exploitant d'installation de production*. Sont admissibles à titre de pièce justificative : chiffriers, rapports, enregistrements vocaux ou autre documentation datés précisant le programme de tension, notamment les valeurs de consigne, les plages de tolérance et les périodes prescrites à l'exigence E.A.13.

M.E.A.14. L'*exploitant de réseau de transport* doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant qu'il a fourni à l'*exploitant d'installation de production* concerné, pour chaque ressource de production de sa zone *d'exploitant de réseau de transport*, un des points de référence de programme de tension prescrit à l'exigence E.A.14. Sont admissibles à titre de pièces justificatives : lettres, courriels ou autre documentation datés faisant état de la notification à l'*exploitant d'installation de production* du point de référence de programme de tension pour chaque ressource de production.

M.E.A.15. Chaque *exploitant d'installation de production* doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant qu'il a converti un programme de tension prescrit à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour l'AVR. Sont admissibles à titre de pièce justificative : chiffriers, journaux, rapports ou autre documentation datés.

1. La numérotation des mesures correspond à celle des exigences ; ainsi, M.E.A.13 désigne la mesure qui s'applique à l'exigence E.A.13.

M.E.A.16. L'*exploitant d'installation de production* doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant que dans les 30 jours civils suivant une demande de la part de son *exploitant de réseau de transport*, il a fourni sa méthodologie de conversion de la consigne de tension entre le point indiqué à l'exigence E.A.14 et les bornes du groupe de production. Sont admissibles à titre de pièce justificative : rapports, chiffriers ou autre documentation datés.

M.E.A.17. L'*exploitant de réseau de transport* doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant que, dans les 30 jours civils suivant une demande de la part de son *exploitant d'installation de production*, il a fourni des données aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension. Sont admissibles à titre de pièce justificative : rapports, chiffriers ou autre documentation datés.

M.E.A.18. Si l'*exploitant d'installation de production* utilise des boucles de régulation extérieures pour gérer la charge en Mvar, il doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant qu'il a respecté les prescriptions E.A.18.1 et E.A.18.2 relatives aux boucles de régulation. Sont admissibles à titre de pièce justificative : spécifications de conception indiquant les boucles de régulation établies d'un commun accord, rapports de réseau ou autre documentation datés.

Niveaux de gravité de la non-conformité

E#	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E.A.13	Pour la période précisée, l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas transmis un des programmes de tension indiqués à l'exigence E.A.13 pour au moins une ressource de production, mais au plus 5 % des ressources de production qui sont en service et font partie du *BES* dans la *zone de l'exploitant de réseau de transport*.	Pour la période précisée, l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas transmis un des programmes de tension indiqués à l'exigence E.A.13 pour des ressources de production à plus de 5 %, mais au plus 10 % des ressources de production qui sont en service et font partie du *BES* dans la *zone de l'exploitant de réseau de transport*.	Pour la période précisée, l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas transmis un des programmes de tension indiqués à l'exigence E.A.13 pour des ressources de production à plus de 10 %, mais au plus 15 % des ressources de production qui sont en service et font partie du *BES* dans la *zone de l'exploitant de réseau de transport*.	Pour la période précisée, l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas transmis un des programmes de tension indiqués à l'exigence E.A.13 pour des ressources de production à plus de 15 % des ressources de production qui sont en service et font partie du *BES* dans la *zone de l'exploitant de réseau de transport*.
E.A.14	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas fourni un point de référence de programme de tension pour au moins une ressource de production, mais au plus 5 %, des ressources de production dans la *zone de l'exploitant de réseau de transport*.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas fourni un point de référence de programme de tension pour plus de 5 %, mais au plus 10 %, des ressources de production dans la *zone de l'exploitant de réseau de transport*.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas fourni un point de référence de programme de tension pour plus de 10 %, mais au plus 15 %, des ressources de production dans la *zone de l'exploitant de réseau de transport*.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas précisé un point de référence de programme de tension pour plus de 15 % des ressources de production dans la *zone de l'exploitant de réseau de transport*.

E#	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E.A.15	L'*exploitant d'installation de production* n'a pas converti au moins un programme de tension prescrit à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour l'AVR, et ce, pour moins de 25 % des programmes de tension.	L'*exploitant d'installation de production* n'a pas converti des programmes de tension prescrits à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour l'AVR, et ce, pour 25 % ou plus, mais moins de 50 %, des programmes de tension.	L'*exploitant d'installation de production* n'a pas converti des programmes de tension prescrits à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour l'AVR, et ce, pour 50 % ou plus, mais moins de 75 %, des programmes de tension.	L'*exploitant d'installation de production* n'a pas converti des programmes de tension prescrits à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour l'AVR, et ce, pour 75 % ou plus des programmes de tension.
E.A.16	L'*exploitant d'installation de production* a fourni sa méthodologie de conversion de consigne de tension dans un délai supérieur à 30 jours, mais d'au plus 60 jours, suivant une demande de l'*exploitant de réseau de transport*.	L'*exploitant d'installation de production* a fourni sa méthodologie de conversion de consigne de tension dans un délai supérieur à 60 jours, mais d'au plus 90 jours, suivant une demande de l'*exploitant de réseau de transport*.	L'*exploitant d'installation de production* a fourni sa méthodologie de conversion de consigne de tension dans un délai supérieur à 90 jours, mais d'au plus 120 jours, suivant une demande de l'*exploitant de réseau de transport*.	L'*exploitant d'installation de production* n'a pas fourni sa méthodologie de conversion de consigne de tension dans un délai de 120 jours suivant une demande de l'*exploitant de réseau de transport*.

E#	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E.A.17	L'*exploitant de réseau de transport* a fourni ses données aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension dans un délai supérieur à 30 jours, mais d'au plus 60 jours, suivant une demande de l'*exploitant d'installation de production*.	L'*exploitant de réseau de transport* a fourni ses données aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension dans un délai supérieur à 60 jours, mais d'au plus 90 jours, suivant une demande de l'*exploitant d'installation de production*.	L'*exploitant de réseau de transport* a fourni ses données aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension dans un délai supérieur à 90 jours, mais d'au plus 120 jours, suivant une demande de l'*exploitant d'installation de production*.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas fourni ses données aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension dans un délai de 120 jours suivant une demande de l'*exploitant d'installation de production*.
E.A.18	S. O.	L'*exploitant d'installation de production* n'a pas respecté les prescriptions relatives aux boucles de régulation de l'alinéa E.A.18.2 lorsque l'*exploitant d'installation de production* utilise des boucles de régulation à l'extérieur des AVR pour gérer la charge en Mvar.	L'*exploitant d'installation de production* n'a pas respecté les prescriptions relatives aux boucles de régulation de l'alinéa E.A.18.1 lorsque l'*exploitant d'installation de production* utilise des boucles de régulation à l'extérieur des AVR pour gérer la charge en Mvar.	L'*exploitant d'installation de production* n'a pas respecté les prescriptions relatives aux boucles de régulation des alinéas E.A.18.1 et E.A.18.2 lorsque l'*exploitant d'installation de production* utilise des boucles de régulation à l'extérieur des AVR pour gérer la charge en Mvar.

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

Principes directeurs et fondements techniques

Le fondement technique de chacune des exigences est exposé à la rubrique « justification » correspondante.

Justifications

Pendant l’élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l’approbation par le Conseil d’administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de l’exigence E1

Le paragraphe 1868 de l’Ordonnance 693 demande à la NERC d’ajouter « des exigences plus détaillées et plus explicites relativement aux “limites établies” et aux “ressources de puissance réactive suffisantes”, et de spécifier des marges acceptables (de tension ou de puissance réactive) ». Depuis la publication de l’Ordonnance 693, plusieurs normes FAC et TOP sont entrées en vigueur et ont eu pour effet de mieux encadrer les limites de tension. Plus précisément, les normes FAC-011 et FAC-014 exigent l’établissement de *limites d’exploitation du réseau* (limites SOL) et de marges de fiabilité. La définition des limites SOL dans le glossaire de la NERC englobe 1) les *caractéristiques assignées de stabilité* en tension (limites de stabilité applicables avant et après une *contingence*) et 2) les limites de tension du réseau (limites de tension applicable avant et après une *contingence*). Par conséquent, pour des raisons de fiabilité, il est maintenant stipulé à l’exigence E1 que l’*exploitant de réseau de transport* (TOP) doit établir des programmes de tension ou de puissance réactive spécifiant une plage de tolérance. En outre, étant donné les fortes influences réciproques possibles entre zones voisines, chaque TOP doit aussi remettre une copie de ces programmes à son *coordonnateur de la fiabilité* (RC) et aux TOP adjacents sur demande.

Justification de l’exigence E2

Le paragraphe 1875 de l’Ordonnance 693 demande à la NERC d’inclure des exigences qui obligeront à procéder périodiquement à des analyses de stabilité de tension, avec des techniques en ligne si l’on peut s’en procurer dans le commerce ou, à défaut, avec des outils hors ligne lorsque les outils en ligne ne sont pas disponibles. La présente norme n’exige pas expressément des analyses périodiques de stabilité de tension, car la réalisation de telles analyses sera plutôt prescrite par la méthode de détermination des *limites* SOL élaborée dans le cadre des normes FAC. Les normes TOP stipulent par ailleurs que le TOP doit respecter les limites SOL ainsi que les *limites d’exploitation pour la fiabilité de l’Interconnexion* (*IROL*). L’équipe de rédaction des normes VAR et les participants de l’industrie ont aussi convenu que les meilleurs modèles et outils sont ceux qui ont fait leurs preuves, et que la norme ne devrait pas obliger une entité responsable à acheter de nouveaux outils de simulation en ligne. C’est pourquoi l’équipe de rédaction des normes VAR a simplifié les exigences visant à ce que des ressources de puissance réactive suffisantes soient en ligne ou programmées. La mention du recours à une charge modulable vise à répondre au paragraphe 1879 de l’Ordonnance 693.

Justification de l’exigence E3

Comme pour l’exigence E2, l’équipe de rédaction des normes VAR a établi que pour des raisons de fiabilité, le TOP doit veiller à assurer un soutien suffisant de la tension en *temps réel* afin de respecter les limites SOL.

Justification de l’exigence E4

L’équipe de rédaction des normes VAR a reçu des commentaires abondants sur des cas où une certaine latitude serait souhaitable pour permettre à un TOP de définir des exemptions applicables aux groupes de production, d’après les besoins spécifiques à sa propre zone. L’objectif de cette exigence est d’accorder au TOP la capacité d’exempter, en s’appuyant sur ses propres critères, un *exploitant d’installation de production* (GOP) : 1) d’un programme de tension ou de puissance réactive, 2) d’un réglage d’AVR, ou 3) des notifications prescrites à la norme VAR-002. Les commentaires reçus de l’industrie décrivent de nombreux événements du réseau qui justifieraient ces types d’exemption, par exemple : 1) la maintenance pendant les mois de basse saison, 2) des scénarios où deux groupes de production sont situés très près l’un de l’autre et où les deux ne peuvent pas être simultanément en mode de réglage de tension, et 3) de grandes fluctuations de tension du réseau pendant lesquelles la fiabilité serait compromise si tous les GOP devaient signaler les déviations en même temps à leurs TOP respectifs. En outre, par souci d’améliorer l’exigence, on a retiré de la norme actuellement en vigueur les sous-exigences concernant une liste de groupes de production exemptés, car la question de la fréquence de mise à jour de cette liste entraînait d’autres problèmes de conformité.

Justification de l’exigence E5

La nouvelle exigence vise à rendre plus transparents les critères utilisés par le TOP pour établir le programme de tension. Cette exigence offre aussi au TOP la possibilité de choisir un niveau de détail approprié lorsqu’il établit les exigences de notification en cas d’écart par rapport au programme de tension ou de puissance réactive. En outre, cette exigence offre une plus grande clarté quant à la « plage de tolérance » spécifiée dans le programme de tension et quant à la zone d’insensibilité de la commande du système d’excitation du groupe de production.

La tolérance du programme de tension (associée à la tension cible de celui-ci) doit tenir compte de la fluctuation anticipée de la tension dans l’installation de l’*exploitant d’installation de production* en exploitation normale, et être basée sur l’évaluation par le TOP des contingences simples et des contingences doubles crédibles. Il ne faut pas confondre la plage de tolérance du programme de tension avec la zone d’insensibilité programmée dans la commande du régulateur automatique de tension de l’*exploitant d’installation de production*, laquelle doit agir sur le régulateur avant que l’une ou l’autre des limites de la bande de réglage du programme de tension ne soit atteinte.

Justification de l’exigence E6

Bien que les réglages de prise soient initialement établis avant le raccordement du groupe au réseau, cette exigence ne peut pas être supprimée puisqu’aucune autre norme n’encadre les

changements de réglage de prise. Un réglage de prise incorrect risque d’influer sur la puissance réactive produite par le groupe.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1er avril 2005	Entrée en vigueur	Nouvelle norme
1	2 août 2006	Adoption par le Conseil d'administration	Révision
1	18 juin 2007	Approbation par la FERC de la version 1 de la norme	Révision
1	3 juillet 2007	Ajout de « *propriétaires d'installation de production* » et d'« *exploitants d'installation de production* » à la section Applicabilité	Erratum
1	23 août 2007	Suppression de « *propriétaires d'installation de production* » et d'« *exploitants d'installation de production* » à la section Applicabilité	Erratum
2	5 août 2010	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC ; modification pour répondre aux paragraphes 1858 et 1879 de l'Ordonnance 693.	Révision
2	10 janvier 2011	Ordonnance de la FERC approuvant l'inclusion des *responsables de l'approvisionnement* et de la *charge* modulable dans la norme.	Révision
3	9 mai 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC ; ajout d'une différence régionale pour le WECC	Révision
3	20 juin 2013	Émission d'une ordonnance de la FERC approuvant la norme VAR-001-3	Révision
3	21 novembre 2013	Approbation par la FERC du retrait de l'exigence E5 et des éléments connexes dans le cadre du projet Paragraphe 81 (Projet 2013-02)	Révision
4	6 février 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
4	1er août 2014	Ordonnance de la FERC approuvant la norme VAR-001-4	
4.1	25 août 2015	Ajout de « ou » à l'exigence E5 l'alinéa 5.3 : programmes de tension ou de *puissance réactive*	Erratum
4.1	13 novembre 2015	Ordonnance de la FERC approuvant l'erratum à la norme VAR-001-4.1. Dossier RD15-6-000.	Erratum

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
4.2	14 juin 2017	Projet 2016-EPR-02 : recommandations d’errata	Erratum
4.2	10 août 2017	Adoption par le Conseil d’administration de la NERC	Révision
4.2	26 septembre 2017	Ordonnance de la FERC approuvant la version VAR-001-4.2 (dossier RD17-7-000)	

Annexe QC-VAR-001-4.2
Dispositions particulières de la norme VAR-001-4.2 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : Réglage de la tension et de la puissance réactive

2. Numéro : VAR-001-4.2

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

Fonctions

Aucune disposition particulière.

Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).

5. Date d'entrée en vigueur au Québec :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 22 février 2018

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 22 février 2018

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er avril 2018

B. Exigences et mesures

Disposition particulière applicable à l'exigence E6 :

L'*exploitant de réseau de transport* n'est pas tenu de remettre au *propriétaire d'installation de production* la documentation qui définit les changements de prises requis, fixe les délais pour faires ces changements et la justification technique de ces changements puisque l'*exploitant de réseau de transport* donnera des consignes en fonction de la tension à maintenir sur le réseau de transport.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de l'application de la norme de fiabilité et de son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	22 février 2018	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. Titre : Exploitation des groupes de production pour le maintien des programmes de tension sur le réseau

2. Numéro : VAR-002-4.1

3. Objet : Donner l'assurance que les groupes de production assurent un réglage adéquat de la puissance réactive et de la tension, compte tenu de la capacité des *installations* de production, afin de protéger l'équipement et d'assurer l'exploitation fiable de l'*Interconnexion*.

4. Applicabilité

4.1. *Exploitant d'installation de production*

4.2. *Propriétaire d'installation de production*

5. Date d'entrée en vigueur

Voir le plan de mise en œuvre de la norme.

B. Exigences et mesures

E1. L'*exploitant d'installation de production* doit exploiter chaque groupe de production raccordé au réseau de transport interconnecté en mode de régulation de tension automatique (le régulateur de tension automatique est en fonction et il règle la tension) ou dans un mode de régulation différent selon les instructions de l'*exploitant de réseau de transport*, sauf : 1) si le groupe de production est exempté par l'*exploitant de réseau de transport*, ou 2) si l'*exploitant d'installation de production* a avisé l'*exploitant de réseau de transport* d'une des situations suivantes : *[Facteur de risque de non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]*

- le groupe de production fonctionne en mode de démarrage[1], de mise à l'arrêt[2] ou d'essai, conformément à une communication en *temps réel* ou à une procédure transmise précédemment à l'*exploitant de réseau de transport* ; ou
- le groupe de production ne fonctionne ni en mode de régulation de tension automatique, ni dans le mode de régulation demandé par l'*exploitant de réseau de transport* pour une raison autre que le démarrage, la mise à l'arrêt ou des essais.

M1. L'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a avisé l'*exploitant de réseau de transport* correspondant chaque fois qu'il n'a pas pu exploiter un groupe de production en mode de régulation de tension automatique ou dans un mode de régulation différent selon l'exigence E1. Si un groupe de production est en démarrage ou en mise à l'arrêt sans la régulation de tension automatique, ou s'il est en mode d'essai, et que l'*exploitant de réseau de transport* n'est pas avisé de l'état du régulateur de tension automatique, l'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a avisé l'*exploitant de réseau de transport* de sa procédure d'établissement du mode de régulation de tension automatique selon l'exigence E1. Ces pièces justificatives

1. On considère que le démarrage est terminé lorsque le groupe de production a atteint sa valeur de charge minimale alimentable en continu et qu'il est prêt pour un fonctionnement continu.
2. On considère que la mise à l'arrêt commence lorsque la puissance du groupe de production a été réduite jusqu'à la charge minimale alimentable en continu et que le groupe est prêt à être mis hors réseau.

peuvent comprendre, sans s'y limiter, un document daté attestant la transmission de la procédure, comme un courriel ou une lettre auquel est jointe la procédure. Si un groupe de production est exempté, l'*exploitant d'installation de production* doit aussi avoir des pièces justificatives attestant que le groupe de production est exempté du fonctionnement en mode de régulation de tension automatique (le régulateur de tension automatique est en service et il règle la tension).

E2. Sauf si l'*exploitant de réseau de transport* l'en a exempté, chaque *exploitant d'installation de production* doit maintenir le programme de tension ou de *puissance réactive*[3] de son ou ses groupes de production (compte tenu de la capacité de chaque *installation* de production[4]) fourni par l'*exploitant de réseau de transport*, à défaut de quoi il doit satisfaire aux exigences de notification en cas d'écarts par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant de réseau de transport*. *[Facteur de risque de non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]*

2.1. Si le régulateur de tension automatique d'un groupe de production est hors service ou si le groupe n'est pas équipé d'un régulateur de tension automatique, l'*exploitant d'installation de production* doit utiliser un autre moyen pour régler la puissance réactive du groupe afin de respecter le programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant du réseau de transport*.

2.2. Quand il lui est ordonné de modifier la tension, l'*exploitant d'installation de production* doit exécuter la demande ou expliquer pourquoi il n'est pas possible de respecter le programme.

2.3. Les *exploitants d'installation de production* qui ne surveillent pas la tension au point prescrit par leur programme de tension doivent utiliser une méthode appropriée pour convertir la tension programmée par leur *exploitant de réseau de transport* en une valeur applicable au point où la tension est effectivement mesurée.

M2. Afin de détecter si un groupe de production s'écarte de son programme, l'*exploitant d'installation de production* doit surveiller la tension d'après l'équipement existant dans son *installation*. L'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant que le groupe de production a maintenu le programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant de réseau de transport*, ou avoir des pièces justificatives attestant qu'il a suivi les exigences de notification des écarts par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive*.

Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, des journaux d'exploitation, des données SCADA, des relevés téléphoniques ou d'autres indications de notifications transmises à l'*exploitant de réseau de transport* ou attestant que l'*exploitant d'installation de production* s'est conformé aux directives de l'*exploitant de réseau de transport* en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive*.

---

3. Le programme de tension ou de *puissance réactive* est une valeur cible avec plage de tolérance ou une plage de tension ou de *puissance réactive* communiquée par l'*exploitant de réseau de transport* à l'*exploitant d'installation de production*.
4. La capacité d'une *installation* de production peut être établie au moyen d'un essai ou autrement, et peut parfois être insuffisante pour amener la tension du réseau à l'intérieur de la plage de tolérance du programme. En outre, quand un groupe de production fonctionne en régulation manuelle, la capacité de *puissance réactive* peut changer en fonction de la stabilité.

Aux fins de l'alinéa 2.1, si le régulateur de tension automatique d'un groupe de production est hors service ou si le groupe n'est pas équipé d'un tel régulateur de tension automatique, l'*exploitant d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'un autre moyen a été utilisé afin de régler la puissance réactive du groupe de façon à respecter le programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant de réseau de transport*.

Aux fins de l'alinéa 2.2, l'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a exécuté la demande de l'*exploitant de réseau de transport* de modifier la tension ou qu'il a expliqué à l'*exploitant de réseau de transport* pourquoi il n'a pas pu le faire. Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, des journaux d'exploitation, des données SCADA ou des relevés téléphoniques.

Aux fins de l'alinéa 2.3, l'*exploitant d'installation de production* qui ne surveille pas la tension au point prescrit par le programme de tension doit démontrer la méthode qu'il utilise pour convertir la tension programmée par son *exploitant de réseau de transport* à la tension au point surveillé par l'*exploitant d'installation de production*.

E3. Chaque *exploitant d'installation de production* doit aviser son *exploitant de réseau de transport* de tout changement d'état du régulateur de tension automatique, du stabilisateur de puissance ou de tout autre dispositif de régulation de tension dans les 30 minutes suivant ce changement. Si l'état initial est rétabli dans les 30 minutes suivant ce changement, l'*exploitant d'installation de production* n'est pas tenu d'aviser l'*exploitant de réseau de transport* du changement d'état. *[Facteur de risque de non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]*

M3. L'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a avisé son *exploitant de réseau de transport* dans les 30 minutes suivant tout changement d'état visé par l'exigence E3. Si l'état est rétabli dans les 30 minutes, aucun avis n'est nécessaire.

E4. Chaque *exploitant d'installation de production* doit aviser son *exploitant de réseau de transport* dans un délai de 30 minutes après avoir constaté un changement de capacité de puissance réactive dû à des facteurs autres qu'un changement d'état décrit à l'exigence E3. Si la capacité initiale est rétablie dans les 30 minutes suivant la constatation de l'*exploitant d'installation de production*, alors l'*exploitant d'installation de production* n'est pas tenu d'informer l'*exploitant de réseau de transport* du changement de capacité de puissance réactive. *[Facteur de risque de non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]*

- La déclaration du changement d'état ou de capacité prescrite à l'exigence E4 ne s'applique pas aux groupes de production individuels des ressources de production décentralisées décrites à l'inclusion I4 de la définition du *système de production-transport d'électricité.*

M4. L'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a avisé son *exploitant de réseau de transport* dans un délai de 30 minutes après avoir constaté un changement de capacité de puissance réactive selon l'exigence E4. Si la capacité est rétablie dans les 30 minutes, aucun avis n'est nécessaire.

E5. Le *propriétaire d'installation de production* doit fournir ce qui suit à son *exploitant de réseau de transport* et à son *planificateur de réseau de transport* dans les 30 jours suivant une demande. *[Facteur de risque de non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : exploitation en temps réel]*

5.1. Pour les transformateurs élévateurs de tension et les transformateurs auxiliaires[5] dont la tension primaire est égale ou supérieure à la tension aux bornes du groupe de production :

5.1.1. les réglages de prise ;

5.1.2. les plages de prise fixe disponibles ;

5.1.3. les données d'impédance.

M5. Le *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'il a fourni à son *exploitant de réseau de transport* et à son *planificateur de réseau de transport* les renseignements sur les transformateurs élévateurs et les transformateurs auxiliaires prescrits aux alinéas 5.1.1 à 5.1.3 de l'exigence 5 dans les 30 jours civils.

E6. Après avoir consulté l'*exploitant de réseau de transport* sur une modification à apporter aux prises d'un transformateur élévateur, le *propriétaire d'installation de production* doit veiller à modifier les réglages de prise conformément aux prescriptions de l'*exploitant de réseau de transport*, sauf si une telle intervention est de nature à compromettre la sécurité, les caractéristiques assignées d'un équipement, une exigence réglementaire ou une obligation légale. *[Facteur de risque de non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : exploitation en temps réel]*

6.1. Si le *propriétaire d'installation de production* ne peut pas se conformer aux prescriptions de l'*exploitant de réseau de transport*, il doit aviser l'*exploitant de réseau de transport* et lui présenter une justification technique.

M6. Le *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant que les prises de ses transformateurs élévateurs ont été modifiées d'après la documentation de l'*exploitant de réseau de transport*, conformément à l'exigence E6. Le *propriétaire d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a avisé son *exploitant de réseau de transport* s'il n'a pas pu exécuter les modifications demandées conformément à l'alinéa 6.1 de l'exigence E6.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité et l'application des normes de fiabilité de la NERC.

5. Dans le cas de ressources de production décentralisées décrites à l'inclusion I4 de la définition du *système de production-transport d'électricité*, cette exigence s'applique seulement aux transformateurs dont au moins un des enroulements est à une tension de 100 kV ou plus.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le *responsable des mesures pour assurer la conformité* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver la plus récente version de la documentation relative à ses transformateurs élévateurs et auxiliaires. L'*exploitant d'installation de production* doit conserver toute autre pièce justificative pour les années civiles courante et précédente.

Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit conserver toutes les données d'audit pendant trois ans.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

L'expression « processus de surveillance et d'évaluation de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	**Exploitation en temps réel**	**Moyen**	Sans objet	Sans objet	Sans objet	À moins d'avoir été exempté de le faire, l'*exploitant d'installation de production* n'a pas exploité chaque groupe de production raccordé au réseau de transport interconnecté en mode de régulation de tension automatique ou dans un mode de réglage différent selon les instructions de l'*exploitant de réseau de transport* et il n'a pas avisé l'*exploitant de réseau de transport* dans une situation visée par l'exigence E1.
E2	**Exploitation en temps réel**	**Moyen**	Sans objet	Sans objet	L'*exploitant d'installation de production* n'a pas une méthode de conversion lorsqu'il surveille la tension à un point autre que celui spécifié dans le programme de l'*exploitant de réseau de transport*.	L'*exploitant d'installation de production* n'a pas maintenu le programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant de réseau de transport* et il n'a pas transmis les notifications prescrites par l'*exploitant de réseau de transport*. OU L'*exploitant d'installation de production* n'avait pas de régulateur de tension automatique en service et l'entité responsable n'a pas utilisé d'un autre moyen pour respecter le programme de tension. OU L'*exploitant d'installation de production* n'a pas modifié la tension selon les

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						instructions et l'entité responsable n'a pas fourni d'explication.
E3	**Exploitation en temps réel**	**Moyen**	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'*exploitant d'installation de production* n'a pas transmis la notification prescrite dans les 30 minutes suivant un changement d'état.
E4	**Exploitation en temps réel**	**Moyen**	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'*exploitant d'installation de production* n'a pas transmis la notification prescrite dans un délai de 30 minutes après avoir constaté un changement de capacité.
E5	**Exploitation en temps réel**	**Faible**	Sans objet	Sans objet	Le *propriétaire d'installation de production* a omis de fournir à son *exploitant de réseau de transport* et à son *planificateur de réseau de transport* un des types de données prescrits aux alinéas 5.1.1, 5.1.2 et 5.1.3 de l'exigence 5.	Le *propriétaire d'installation de production* a omis de fournir à son *exploitant de réseau de transport* et à son *planificateur de réseau de transport* au moins deux des types de données prescrits aux alinéas 5.1.1, 5.1.2 et 5.1.3 de l'exigence 5.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6	**Exploitation en temps réel**	**Faible**	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *propriétaire d'installation de production* n'a pas veillé à ce que les réglages de prise soient modifiés selon les prescriptions de l'*exploitant de réseau de transport*. OU Le *propriétaire d'installation de production* a omis de modifier les réglages de prise et le *propriétaire d'installation de production* n'a pas présenté de justification technique pour expliquer pourquoi il ne pouvait pas se conformer aux prescriptions de l'*exploitant de réseau de transport*.

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1er mai 2006	Ajout de « (E2) » à la fin des niveaux de non-conformité 2.1.2, 2.2.2, 2.3.2 et 2.4.3.	5 juillet 2006
1a	19 décembre 2007	Ajout de l'Annexe 1 – Interprétation des exigences E1 et E2 approuvée par le Conseil d'administration le 1er août 2007.	Révision
1a	16 janvier 2007	Dans la section A.2, « a » ajouté à la fin du numéro de norme. Section F, « 1 » ajouté et date ajoutée.	Erratum
1.1a	29 octobre 2008	Adoption des errata par le Conseil d'administration ; numéro de version mis à jour à « 1.1a ».	Erratum
1.1b	3 mars 2009	Ajout de l'Annexe 2 – Interprétation de la norme VAR-002-1.1a approuvée par le Conseil d'administration le 10 février 2009.	Révision
2b	16 avril 2013	Modification de l'exigence E1 en réponse à une demande d'interprétation. Ajout des VRF, des horizons et des VSL approuvés précédemment. Modification de l'exigence E2 pour l'harmoniser avec l'exigence E4 de la norme VAR-001-2. Ordonnance de la FERC approuvant la norme VAR-002-2b.	Révision
3	5 mai 2014	Révision dans le cadre du projet 2013-04 en réponse à des prescriptions de l'Ordonnance 693.	Révision
3	7 mai 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	
3	1er août 2014	Approbation par la FERC dans le cadre du dossier RD14-11-000.	

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
4	27 août 2014	Révision dans le cadre du projet 2014-01 afin de clarifier l'applicabilité des exigences aux ressources de production décentralisées du *BES*.	Révision
4	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	
4	29 mai 2015	Approbation de la VAR-002-4 par la FERC dans le cadre du dossier RD15-3-000.	
4.1	14 juin 2017	Recommendations de corrections du projet 2016-EPR-02.	Erratum
4.1	10 août 2017	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Erratum
4.1	26 septembre 2017	Approbation de la VAR-002-4.1 par la FERC, dossier RD17-7-000.	

Principes directeurs et fondements techniques

Justifications

Pendant l’élaboration de la présente norme, des boîtes de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l’approbation par le Conseil d’administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de l’exigence E1

Cette exigence a été maintenue, vu l’importance d’exploiter un groupe de production avec son régulateur de tension automatique en fonction et en mode de régulation de la tension ou dans un mode prescrit par le *TOP*. Cependant, l’exigence a été modifiée pour permettre les essais, et la mesure correspondante a été modifiée par l’ajout de certaines pièces justificatives qui peuvent être utilisées à des fins de conformité.

Justification de l’exigence E2

L’exigence E2 spécifie en détail comment l’*exploitant d’installation de production* (*GOP*) exploite son ou ses groupes afin d’assurer la stabilité de la tension, et indique dans quels cas le *GOP* doit transmettre une notification à l’*exploitant de réseau de transport* (*TOP*). Soucieuse d’éviter désormais des exigences normatives de notification qui s’appliqueraient à l’ensemble du continent, l’équipe de rédaction de la norme VAR-002-3 a choisi de laisser à chaque *TOP* le soin d’établir les exigences de notification pour chacun de ses *GOP* respectifs d’après les besoins du réseau. En outre, un nouvel alinéa 2.3 précise que chaque *GOP* peut surveiller la tension au moyen de l’équipement actuel de ses installations.

Méthode de conversion : Il existe bien des façons de convertir le programme de tension d’un niveau de tension à un autre. Certaines entités peuvent choisir d’établir des courbes de régulation de tension pour leurs transformateurs ; d’autres, d’appliquer un simple coefficient ; d’autres, enfin, peuvent opter pour une méthode tout à fait différente. Aucune de ces méthodes n’est exempte de défis techniques, mais les études effectuées par le *TOP*, qui tiennent compte des contingences simples et des contingences doubles crédibles, devraient permettre de neutraliser l’erreur introduite par ces méthodes ; le *TOP* a d’ailleurs le pouvoir d’ordonner au *GOP*, s’il ne donne pas satisfaction, de modifier sa production. Pendant un événement sérieux dans le réseau, par exemple un effondrement de la tension, même un groupe de production en mode de régulation de tension automatique dont la commande est reliée au côté basse tension du transformateur élévateur pourra détecter l’événement à ce point de mesure et réagir en conséquence.

Tolérance du programme de tension : La tolérance associée à la tension cible d’un programme de tension doit tenir compte de la fluctuation anticipée de la tension dans l’*installation* du *GOP* en exploitation normale, et être basée sur l’évaluation par le *TOP* des contingences simples et des contingences doubles crédibles. Il ne faut pas confondre la plage de tolérance du programme de tension avec la bande morte programmée dans la commande du régulateur de tension automatique du *GOP*, laquelle doit agir sur le régulateur avant que l’une ou l’autre des limites de la bande de régulation du programme de tension ne soit atteinte.

Justification de l’exigence E3

Cette exigence a été modifiée de façon à rendre facultative les notifications quand un régulateur de tension automatique cesse de fonctionner puis est remis en service rapidement ; Les notifications de ce type de changement d’état n’ont guère d’intérêt pour la fiabilité, et c’est pourquoi le *GOP* dispose désormais d’un délai de 30 minutes pour régler le problème avant d’être tenu d’aviser le *TOP* d’un

changement d'état. L'exigence a aussi été modifiée afin de supprimer l'obligation de transmettre une estimation de la durée prévue du changement d'état.

Justification de l'exigence E4

Cette exigence correspond à la deuxième partie de l'exigence E3 d'une version précédente (VAR-002-2b). Elle permet aux *GOP* de ne déclarer le changement de capacité de puissance réactive qu'après l'avoir constaté. La version précédente imposait une notification dès que le changement survient, mais bien des *GOP* ne sont pas au courant d'un changement de capacité de puissance réactive tant qu'il n'a pas eu lieu.

Justification de l'exclusion à l'exigence E4

La norme VAR-002 concerne la régulation et la gestion des ressources de puissance réactive et vise à assurer la régulation de tension lorsque celle-ci a un impact sur le *BES*. Dans le cas des ressources de production décentralisées décrites à l'inclusion I4, l'exigence E4 ne s'applique pas aux groupes de production pris individuellement, étant donné les particularités et l'échelle réduite de ces ressources prises individuellement. En outre, d'autres normes, comme la norme TOP-003 proposée, exigent de l'*exploitant d'installation de production* qu'il fournisse des données en *temps réel* à la demande de l'*exploitant de réseau de transport*.

Justification de l'exigence E5

Cette exigence et la mesure correspondante ont été maintenues, car il est important d'avoir des réglages de prise exacts, sans quoi on risque un effet sur la puissance réactive produite par le groupe. L'exigence E4.1.4 (« plage de tension +/− avec pas en pourcentage, dans le cas des transformateurs avec changeur de prise en charge ») de la version précédente (VAR-002-2b) a été retirée. Le pourcentage n'est pas nécessaire puisque les réglages de prise, les plages et l'impédance sont fournis et qu'on peut au besoin, à partir de ces données, calculer le pourcentage de l'échelon de variation.

Justification de l'exclusion à l'exigence E5

L'*exploitant de réseau de transport* et le *planificateur de réseau de transport* ont seulement besoin d'examiner les réglages de prise, les plages de prise fixe disponibles, les données d'impédance et la plage de tension +/− avec pas en pourcentage des transformateurs avec changeur de prise en charge reliés aux principaux transformateurs élévateurs de groupe de production qui raccordent à leur réseau de transport des ressources de production décentralisées décrites à l'inclusion I4 de la définition du *système de production-transport d'électricité*. Les transformateurs des groupes individuels des ressources de production décentralisées ne sont pas destinés à améliorer la tension au point de raccordement, ni conçus ou installés à cette fin. En outre, les transformateurs des groupes individuels des ressources de production décentralisées ont généralement été exclus des exigences E4 et E5 de la norme VAR-002-2b (les exigences E5 et E6 de la norme VAR-002-3 sont semblables), car ils ne servent pas à améliorer la tension au point de raccordement.

Justification de l'exigence E6

Cette exigence et la mesure correspondante ont été maintenues, car il est important d'avoir des réglages de prise exacts, sans quoi on risque un effet sur la puissance réactive produite par le groupe.

Annexe VAR-002-4.1-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme VAR-002-4.1 – Exploitation des groupes de production pour le maintien des programmes de tension sur le réseau

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière

2. Numéro : Aucune disposition particulière

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

Aucune disposition particulière quant aux entités visées.

Les installations visées par cette norme sont les installations du réseau de transport principal (RTP).

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1.	Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie :	8 octobre 2020
5.2.	Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie :	8 octobre 2020
5.3.	Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe :	1er janvier 2021

B. Exigences et mesures

Disposition particulière applicable à l'exigence E2 :

Si l'*exploitant d'installation de production* est également *propriétaire de réseau de transport*, remplacer seulement le texte de l'exigence E2, sans modifier les alinéas 2.1 à 2.3, par :

E2. Sauf si l'*exploitant de réseau de transport* l'en a exempté, chaque *exploitant d'installation de production* doit maintenir le programme de tension ou de *puissance réactive*[3] de son ou ses groupes de production (compte tenu de la capacité de chaque *installation* de production[4]) fourni par l'*exploitant de réseau de transp*ort aux points de raccordement du réseau de l'*exploitant d'installation de production* au *réseau de transport principal,* à défaut de quoi il doit satisfaire aux exigences de notification en cas d'écarts par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant de réseau de transport*.

Disposition particulière applicable aux exigences E5 et E6 :

Les *propriétaires d'installation de production* ne sont pas tenus de respecter l'exigence E5 et les alinéas 5.1, 5.1.1, 5.1.2 et 5.1.3 ainsi que l'exigence E6 et l'alinéa 6.1 étant donné que l'*exploitant du réseau de transport* donnera des consignes en fonction de la tension à maintenir sur le réseau de transport.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la norme de fiabilité visée et la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	8 octobre 2020	Nouvelle annexe	Nouvelle