

**NORMES DE FIABILITÉ DE LA NERC
(VERSION FRANÇAISE)**

A. Introduction

1. **Titre :** Plans de délestage de charge
2. **Numéro :** EOP-003-2
3. **Objet :** Un *responsable de l'équilibrage* et un *exploitant de réseau de transport* faisant face à une capacité insuffisante de production ou de transport doit avoir la capacité et le pouvoir de décision pour délester de la charge plutôt que de risquer une panne incontrôlée de l'*Interconnexion*.
4. **Applicabilité**
 - 4.1. *Exploitants de réseau de transport*
 - 4.2. *Responsables de l'équilibrage*
5. **Date d'entrée en vigueur :** Une année suivant le premier jour du premier trimestre civil après les approbations réglementaires applicables (ou autrement, la norme devient en vigueur le premier jour du premier trimestre civil après l'adoption par le conseil d'administration de la NERC dans les juridictions où l'approbation réglementaire n'est pas requise).

B. Exigences

- E1. Après avoir pris toutes les autres mesures correctives, un *exploitant de réseau de transport* ou un *responsable de l'équilibrage* faisant face à une capacité insuffisante de production ou de transport doit délester de la charge de clients plutôt que de risquer une panne incontrôlée des composants ou des *déclenchements en cascade* de l'*Interconnexion*.
- E2. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit établir des plans de délestage automatique en situations de sous-tension si l'*exploitant de réseau de transport* ou son (ses) *planificateur(s) de réseau de transport* ou son (ses) *coordonnateur(s) de la planification* associé(s) détermine(nt) qu'un automatisme de délestage de charge en sous-tension est requis. [*Facteur de risque de la non-conformité : élevé*]
- E3. Chaque *exploitant de réseau de transport* et chaque *responsable de l'équilibrage* doit coordonner les plans de délestage de charge, excluant les plans de délestage de charge automatique en sous-fréquence, avec les autres *exploitants de réseau de transport* et *responsables de l'équilibrage* interconnectés. [*Facteur de risque de la non-conformité : élevé*]
- E4. Un *exploitant de réseau de transport* doit considérer un ou plusieurs de ces facteurs dans la conception d'un plan de délestage de charge automatique en sous-tension : niveau de tension, taux d'affaissement de la tension, ou niveaux de transit de puissance. [*Facteur de risque de la non-conformité : élevé*]
- E5. Un *exploitant de réseau de transport* ou un *responsable de l'équilibrage* doit mettre en œuvre du délestage de charge, excluant le délestage de charge automatique en sous-fréquence, en étapes établies pour minimiser le risque additionnel de séparation incontrôlée, de perte de production, ou de panne générale du réseau. [*Facteur de risque de la non-conformité : élevé*]
- E6. Après qu'une zone d'un *exploitant de réseau de transport* ou d'un *responsable de l'équilibrage* se soit séparée de l'*Interconnexion*, si la capacité de production est insuffisante pour rétablir la fréquence du réseau à la suite du délestage de charge automatique en sous-fréquence, l'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* doit délester de la charge additionnelle. [*Facteur de risque de la non-conformité : élevé*]

- E7.** L'*exploitant de réseau de transport* doit coordonner le délestage de charge automatique en sous-tension à travers toutes leurs zones avec le déclenchement en sous-fréquence des groupes de production, le déclenchement des condensateurs shunt, et d'autres actions automatiques qui surviendront lors de conditions anormales de tension ou de transit de puissance. [*Facteur de risque de la non-conformité : élevé*]
- E8.** Chaque *exploitant de réseau de transport* ou *responsable de l'équilibrage* doit avoir des plans de délestage de charge manuels contrôlés par l'exploitant pour réagir à des situations d'urgence en temps réel. L'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* doit être capable de mettre en œuvre le délestage de charge dans un horizon de temps adéquat en réaction à la situation d'urgence. [*Facteur de risque de la non-conformité : élevé*]

C. Mesures

- M1.** Chaque *exploitant de réseau de transport* qui a ou qui dirige le déploiement des installations de délestage de charge en sous-tension, doit avoir et fournir sur demande, ses plans de délestage de charge automatique (exigence E2).
- M2.** Chaque *exploitant de réseau de transport* et *responsable de l'équilibrage* doivent avoir et fournir sur demande, leurs plans de délestage de charge manuel qui serviront à confirmer qu'ils répondent à l'exigence E8 (partie 1).

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

Les *organisations régionales de la fiabilité* sont responsables de la surveillance de la conformité.

1.2. Surveillance de la conformité

L'une ou l'autre des méthodes suivantes serviront à évaluer la conformité :

- La déclaration sur la conformité (effectuée chaque année avec dépôt selon le calendrier établi)°;
- Les contrôles ponctuels (effectués à tout moment avec préavis allant jusqu'à 30 jours)°;
- L'audit périodique (effectué tous les trois ans, selon le calendrier établi)°;
- Les enquêtes sur incident (La notification qu'une enquête sera ouverte doit être faite dans les 60 jours suivant un événement ou une plainte pour non-conformité. L'entité a 30 jours pour s'y préparer. Une entité peut demander une prolongation de ce délai de préparation et la demande sera évaluée au cas par cas par le *responsable de la surveillance de la conformité*).

1.3. Autres exigences de déclaration

Aucune déclaration additionnelle n'est requise.

1.4. Conservation des données

Chaque *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit avoir leurs plans de délestage de charge actuels et en vigueur.

Une entité jugée non-conforme doit conserver l'information sur la non-conformité jusqu'à ce qu'elle soit de nouveau jugée conforme, ou pendant deux ans en plus de l'année en cours, selon la plus longue de ces deux périodes.

Les pièces justificatives utilisées dans le cadre d'une enquête sur incident doivent être conservées par l'entité qui en fait l'objet pendant un an à compter de la date de la fin de l'enquête, comme déterminé par le *responsable de la surveillance de la conformité*.

Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit conserver le dernier rapport d'audit périodique et tous les dossiers de conformité demandés et soumis subséquemment.

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune

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

Exigence#	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport ou le responsable de l'équilibrage a omis de délester de la charge de clients.
E2.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport n'a pas établi des plans pour le délestage de charge automatique en situations de sous-tension comme indiqué à l'exigence.
E3.	L'entité responsable n'avait pas coordonné les plans de délestage de charge comme indiqué à l'exigence, affectant 5% ou moins de ses entités requises	L'entité responsable n'avait pas coordonné les plans de délestage de charge comme indiqué à l'exigence, affectant plus de 5% jusqu'à 10% inclusivement de ses entités requises.	L'entité responsable n'avait pas coordonné les plans de délestage de charge comme indiqué à l'exigence, affectant plus de 10% jusqu'à 15% inclusivement de ses entités requises.	L'entité responsable n'avait pas coordonné les plans de délestage de charge comme indiqué à l'exigence, affectant plus de 15% de ses entités requises.
E4.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport a omis de considérer au moins un des trois éléments, niveau de tension, taux d'affaissement de la tension, ou transits de puissance énumérés à l'exigence.

Exigence#	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E5.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport ou le responsable de l'équilibrage a omis de mettre en œuvre le délestage de charge en étapes établies pour minimiser le risque additionnel de séparation incontrôlée, perte de production, ou panne générale du réseau.
E6.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport ou le responsable de l'équilibrage a omis de délester de la charge additionnelle après une séparation de l'Interconnexion quand il y avait une capacité insuffisante de production pour rétablir la fréquence du réseau après un délestage de charge automatique en sous-fréquence.
E7.	L'exploitant de réseau de transport n'avait pas coordonné le délestage de charge automatique en sous-tension avec 5% ou moins des types d'actions automatiques décrites à l'exigence.	L'exploitant de réseau de transport n'avait pas coordonné le délestage de charge automatique en sous-tension de plus de 5% jusqu'à 10% inclusivement des types d'actions automatiques décrites à l'exigence.	L'exploitant de réseau de transport n'avait pas coordonné le délestage de charge automatique en sous-tension de plus de 10% jusqu'à 15% inclusivement des types d'actions automatiques décrites à l'exigence.	L'exploitant de réseau de transport n'avait pas coordonné le délestage de charge automatique en sous-tension de plus de 15% des types d'actions automatiques décrites à l'exigence.

Exigence#	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E8.	Sans objet	L'entité responsable n'avait pas de plans de délestage de charge manuels contrôlés par l'exploitant, comme indiqué à l'exigence.	L'entité responsable avait des plans de délestage de charge manuels contrôlés par l'exploitant mais n'avait pas la capacité de mettre en œuvre le délestage de charge, comme indiqué à l'exigence.	L'entité responsable n'avait pas de plans de délestage de charge manuels contrôlés par l'exploitant ni n'avait la capacité de mettre en œuvre le délestage de charge, comme indiqué à l'exigence.

E. Différences régionales

Aucune identifiée

Historique de la norme

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	Le 1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée en vigueur	Nouvelle
0	Le 8 août 2005	Suppression du mot « proposed » dans la date d'entrée en vigueur.	Erratum
1	Le 1 ^{er} novembre 2006	Adoptée par le Conseil d'administration de la NERC.	Révisée
2	Le 4 novembre 2010	Adoptée par le conseil d'administration ; Modifications de E4, E5, E6 et les « VSL » associés pour E2, E4, et E7 afin de clarifier que les exigences ne s'appliquent pas aux délestage de charge automatique en sous-fréquence.	Révisée pour éliminer les redondances avec PRC-006-1
2	Le 7 mai 2012	Ordonnance de la FERC approuvant EOP-003-2 (l'approbation devient en vigueur le 10 juillet 2012)	

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 :** Plans de délestage de charge
- 2. Numéro :** EOP-003-2
- 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 : 30 septembre 2016
 - 5.2.** Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 30 septembre 2016
 - 5.3.** Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1^{er} janvier 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 la conformité à la norme de fiabilité et de son annexe qu'elle adopte.

1.2. Surveillance de la conformité

Aucune disposition particulière

1.3. Autres exigences de déclaration

Aucune disposition particulière

1.4. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

Norme EOP-003-2 — Plans de délestage de charge

Annexe QC-EOP-003-2

Dispositions particulières de la norme EOP-003-2 applicables au Québec

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	30 septembre 2016	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 réseau 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 <i>coordonnateur de la fiabilité</i> avait un <i>plan d'exploitation GMD</i> , mais il ne l'a pas tenu à jour.	Sans objet	Le <i>plan d'exploitation GMD</i> du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas inclut un des éléments E1.1 et E1.2. de l'exigence E1.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'avait pas de <i>plan d'exploitation GMD</i> . OU Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas mis en application son <i>plan d'exploitation GMD</i> dans sa <i>zone de fiabilité</i> .
E2	Exploitation le jour même, exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas diffusé l'information sur la prévision et la météo spatiale courante à toutes les entités fonctionnelles identifiées comme destinataires dans son <i>plan d'exploitation GMD</i> .

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 <i>procédure d'exploitation</i> ou un <i>processus d'exploitation</i> GMD, mais il ne l'a pas tenu à jour.	La <i>procédure d'exploitation</i> ou le <i>processus d'exploitation</i> 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 <i>procédure d'exploitation</i> ou le <i>processus d'exploitation</i> 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 <i>procédure d'exploitation</i> ou de <i>processus d'exploitation</i> GMD. OU L'exploitant de réseau de transport n'a pas mis en application sa <i>procédure d'exploitation</i> ou son <i>processus d'exploitation</i> 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	

Norme EOP-010-1 — Exploitation sous perturbations géomagnétiques

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 : 30 septembre 2016
 - 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	1 ^{er} janvier 2017
E2	Aucune date fixée

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

Norme EOP-010-1 — Exploitation sous perturbations géomagnétiques

Annexe QC-EOP-010-1

Dispositions particulières de la norme EOP-010-1 applicables au Québec

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

A. Introduction

- 1. Titre :** **Analyses opérationnelles et évaluations en temps réel du coordonnateur de la fiabilité**
- 2. Numéro :** IRO-008-1
- 3. Objet :** Prévenir les instabilités, les séparations incontrôlées ou les déclenchements en cascade ayant un impact négatif sur la fiabilité de l'interconnexion, en s'assurant que le *système de production-transport d'électricité* soit évalué pendant l'horizon d'exploitation.
- 4. Applicabilité**
 - 4.1. Coordonnateur de la fiabilité**
- 5. Date d'entrée en vigueur proposée**

Dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, la norme entrera en vigueur à la plus tardive des dates suivantes : le 1^{er} avril 2009 ou le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois mois après la date d'adoption par le conseil d'administration de la NERC.

Dans les territoires où l'approbation réglementaire est requise, la norme entrera en vigueur à la plus tardive des dates suivantes : le 1^{er} avril 2009 ou le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois mois après l'approbation réglementaire applicable.

B. Exigences

- E1.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit effectuer une *analyse de la planification opérationnelle* afin d'évaluer si les activités d'exploitation planifiées pour le lendemain dans sa *zone étendue* dépasseront une de ses *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion « IROL »* en situation normale anticipée ou en situation de *contingence* prévisible. [*Facteur de risque de la non-conformité : moyen*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- E2.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit effectuer une *évaluation en temps réel* au moins une fois tous les trente minutes afin de déterminer tout dépassement réel ou attendu d'IROL dans sa *zone étendue*. [*Facteur de risque de la non-conformité : élevé*] [*Horizon de temps : exploitation en temps réel*]
- E3.** Lorsqu'un *coordonnateur de la fiabilité* juge que les résultats d'une *analyse de planification opérationnelle* ou d'une *évaluation en temps réel* indiquent que des mesures d'exploitation particulières doivent être prises pour empêcher ou atténuer le dépassement d'une IROL, il partagera ses résultats avec les entités visées par ces mesures. [*Facteur de risque de la non-conformité : moyen*] [*Horizon de temps : exploitation en temps réel*]

C. Mesures

- M1.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir, et présenter sur demande, les résultats de ses *analyses de planification opérationnelle*.
- M2.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir, et présenter sur demande, les pièces justificatives attestant qu'il a effectué une *évaluation en temps réel* au moins une fois tous les 30 minutes. Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, des registres électroniques datés indiquant les heures auxquelles les évaluations ont été effectuées, des listes de vérification datées ou toute autre pièce justificative.

M3. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir, et présenter sur demande, les pièces justificatives attestant qu'il a partagé les résultats de ses *analyses de planification opérationnelle* ou de ses *évaluations en temps réel* avec les entités qui devaient prendre des mesures fondées sur ces informations. Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, des journaux d'exploitants datés, des enregistrements vocaux datés, des transcriptions datées d'enregistrements vocaux, des facsimilés datés ou toute autre pièce justificative.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

Dans le cas des *coordonnateurs de la fiabilité* qui travaillent pour l'entité régionale, l'organisme de la fiabilité de l'électricité « ERO » agira comme responsable de la surveillance de l'application des normes.

Dans le cas des *coordonnateurs de la fiabilité* qui ne travaillent pas pour l'entité régionale, celle-ci agira comme responsable de la surveillance de l'application des normes.

1.2. Périodicité de la surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Sans objet

1.3. Processus de surveillance et de mise en application des normes

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes sur les non-conformités

Déclarations de non-conformité

Plaintes

1.4. Conservation des données

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les données ou les pièces justificatives démontrant la conformité selon les dispositions énoncées ci-dessous, sauf si son *responsable de la surveillance de l'application des normes* lui ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

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.

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les pièces justificatives pour l'exigence E1, la mesure M1, l'exigence E2 et la mesure M2 pendant une période de 30 jours consécutifs. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les pièces justificatives pour l'exigence E3 et la mesure M3 pendant une période de trois mois consécutifs.

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	A effectué une <i>analyse de planification opérationnelle</i> visant tous les aspects de l'exigence tous les jours, sauf un, d'une période de 30 jours. (E1)	A effectué une <i>analyse de planification opérationnelle</i> visant tous les aspects de l'exigence tous les jours, sauf deux, d'une période de 30 jours. (E1)	A effectué une <i>analyse de planification opérationnelle</i> visant tous les aspects de l'exigence tous les jours, sauf trois, d'une période de 30 jours. (E1)	N'a pas effectué une <i>analyse de planification opérationnelle</i> visant tous les aspects de l'exigence pour quatre jours ou plus d'une période de 30 jours. (E1)
E2	Pour tout échantillon d'une période de 24 heures à l'intérieur de la période de conservation de 30 jours, une <i>évaluation en temps réel</i> n'a pas été réalisée pour une période de 30 minutes dans cette période de 24 heures. (E2)	Pour tout échantillon d'une période de 24 heures à l'intérieur de la période de conservation de 30 jours, une <i>évaluation en temps réel</i> n'a pas été réalisée pour deux périodes de 30 minutes dans cette période de 24 heures. (E2)	Pour tout échantillon d'une période de 24 heures à l'intérieur de la période de conservation de 30 jours, une <i>évaluation en temps réel</i> n'a pas été réalisée pour trois périodes de 30 minutes dans cette période de 24 heures. (E2)	Pour tout échantillon d'une période de 24 heures à l'intérieur de la période de conservation de 30 jours, une <i>évaluation en temps réel</i> n'a pas été réalisée pour plus de trois périodes de 30 minutes dans cette période de 24 heures. (E2)
E3		A partagé les résultats avec certaines, mais pas toutes les entités qui devaient prendre des mesures. (E3)		N'a pas partagé les résultats de ses analyses ou de ses évaluations avec les entités qui devaient prendre des mesures. (E3)

E. Différences régionales

Aucune

F. Documents associés

Aucun

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	17 octobre 2008	Adoptée par le conseil d'administration de la NERC	
1	17 mars 2011	Ordonnance émise par la FERC approuvant IRO-008-1 (approbation en vigueur le 2011-05-23)	

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 :** Analyses opérationnelles et évaluations en temps réel du coordonnateur de la fiabilité
- 2. Numéro :** IRO-008-1
- 3. Objet :** Prévenir les instabilités, les séparations incontrôlées ou les déclenchements en cascade ayant un impact négatif sur la fiabilité de l'interconnexion, en s'assurant que le *réseau de transport principal* (RTP) soit évalué pendant l'horizon d'exploitation.
- 4. Applicabilité :**
 - Fonctions**
Aucune disposition particulière
 - Installations**
Aucune disposition particulière
- 5. Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1.** Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 30 septembre 2016
 - 5.2.** Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 30 septembre 2016
 - 5.3.** Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1^{er} janvier 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. Périodicité de la surveillance de la conformité et délai de retour en conformité**
Aucune disposition particulière
 - 1.3. Processus de surveillance et de mise en application des normes**
Aucune disposition particulière
 - 1.4. Conservation des données**
Aucune disposition particulière

Annexe QC-IRO-008-1
Dispositions particulières de la norme IRO-008-1 applicables au Québec

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de 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	30 septembre 2016	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Mesures du coordonnateur de la fiabilité pour exploiter à l'intérieur des IROL
2. **Numéro :** IRO-009-1
3. **Objet :** Prévenir les instabilités, les séparations incontrôlées ou les déclenchements en cascade ayant un impact négatif sur la fiabilité de l'interconnexion, en s'assurant que des mesures soient prises rapidement pour prévenir ou atténuer tout dépassement des *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (IROL).
4. **Applicabilité**
 - 4.1. *Coordonnateur de la fiabilité*
5. **Date d'entrée en vigueur proposée**

Dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, la norme entrera en vigueur à plus tardive des dates suivantes : le 1^{er} avril 2009 ou le premier jour du premier trimestre civil à survenir, trois mois après l'adoption par le conseil d'administration.

Dans les territoires où l'approbation réglementaire est requise, la norme entrera en vigueur à plus tardive des dates suivantes : le 1^{er} avril 2009 ou le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois mois après l'approbation réglementaire applicable.

B. Exigences

- E1. Pour chaque IROL qu'il identifie (dans sa *zone de fiabilité*) un ou plusieurs jours avant la journée en cours, le *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir un ou plusieurs *processus d'exploitation, procédures d'exploitation* ou *plans d'exploitation* identifiant les mesures qu'il doit prendre ou qu'il doit ordonner aux autres de prendre (pouvant aller jusqu'au délestage de charge) et pouvant être mis en œuvre à temps pour prévenir le dépassement de ces IROL. [*Facteur de risque de la non-conformité : moyen*] [*Horizon : planification de l'exploitation ou exploitation le même jour*]
- E2. Pour chaque IROL qu'il identifie (dans sa *zone de fiabilité*) un ou plusieurs jours avant la journée en cours, le *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir un ou plusieurs *processus d'exploitation, procédures d'exploitation* ou *plans d'exploitation* identifiant les mesures qu'il doit prendre ou qu'il doit ordonner aux autres de prendre (pouvant aller jusqu'au délestage de charge) pour atténuer l'ampleur et la durée du dépassement de cette IROL de façon à ce que l'IROL soit corrigée à l'intérieur du délai T_v correspondant. [*Facteur de risque de la non-conformité : moyen*] [*Horizon : planification de l'exploitation ou exploitation le même jour*]
- E3. Lorsqu'une évaluation des conditions réelles ou anticipées du réseau prédit le dépassement d'une IROL dans sa *zone de fiabilité*, le *coordonnateur de la fiabilité* doit mettre en œuvre au moins un *processus d'exploitation, une procédure d'exploitation* ou un *plan d'exploitation* (ne se limitant pas aux *processus d'exploitation, aux procédures d'exploitation* et aux *plans d'exploitation* élaborés conformément à l'exigence E1) pour prévenir le dépassement de cette IROL. [*Facteur de risque de la non-conformité : élevé*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]
- E4. Lorsque l'état actuel du réseau indique le dépassement d'une IROL dans sa *zone de fiabilité*, le *coordonnateur de la fiabilité* doit immédiatement prendre des mesures, ou ordonner aux autres de prendre des mesures, pour atténuer l'ampleur et la durée du dépassement de cette IROL à l'intérieur du délai T_v correspondant. [*Facteur de risque de la non-conformité : élevé*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]

E5. Si l'unanimité sur la valeur d'une IROL ou sur son T_v correspondant ne peut être obtenue, chaque *coordonnateur de la fiabilité* qui surveille cette *installation* (ou ce groupe d'*installations*) doit immédiatement utiliser la valeur la plus prudente (soit la valeur ayant le moins d'incidence sur la fiabilité) parmi les valeurs prises en considération. [*Facteur de risque de la non-conformité : élevé*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]

C. Mesures

M1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir, et présenter sur demande, les pièces justificatives attestant qu'il a des *processus d'exploitation*, des *procédures d'exploitation* ou des *plans d'exploitation* pour prévenir et atténuer les dépassements d'IROL, conformément aux exigences E1 et E2. Ces pièces justificatives doivent comprendre une liste des IROL (et de chaque T_v correspondant) préalablement identifiées, ainsi qu'au moins un *processus d'exploitation*, une *procédure d'exploitation* ou un *plan d'exploitation* daté qui sera utilisé.

M2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir, et présenter sur demande, les pièces justificatives attestant qu'il a pris des mesures, ou qu'il a ordonné à d'autres de prendre des mesures, conformément aux exigences E3 et E4. Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, des *processus d'exploitation*, des *procédures d'exploitation* ou des *plans d'exploitation* élaborés en vertu de l'exigence E1, des journaux d'exploitation datés, des enregistrements vocaux datés, des transcriptions datées d'enregistrements vocaux ou toute autre pièce justificative.

M3. Pour une situation où les *coordonnateurs de la fiabilité* ne s'entendent pas sur la valeur d'une IROL ou son T_v , le *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir, et présenter sur demande, les pièces justificatives attestant qu'il a immédiatement utilisé la valeur la plus prudente parmi les valeurs prises en considération. Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, des imprimés d'ordinateur datés, des journaux d'exploitation datés, des enregistrements vocaux datés ou des transcriptions datées d'enregistrements vocaux, ou toute autre pièce justificative équivalente. (E5)

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

Dans le cas des *coordonnateurs de la fiabilité* qui travaillent pour l'entité régionale, l'organisme de la fiabilité de l'électricité (ERO) agira comme responsable de la surveillance de l'application des normes.

Dans le cas des *coordonnateurs de la fiabilité* qui ne travaillent pas pour l'entité régionale, celle-ci agira comme responsable de la surveillance de l'application des normes.

1.2. Périodicité de surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Sans objet

1.3. Processus de surveillance et de mise en application des normes

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquêtes sur les non-conformités

Déclarations de non-conformité

Plaintes

Rapport par exception

1.4. Conservation des données

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant de sa conformité selon les dispositions énoncées ci-dessous, sauf si le responsable de la surveillance de l'application des normes lui ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les pièces justificatives pour l'exigence E1, l'exigence E2 et la mesure M1 pendant une période de 12 mois consécutifs.

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les pièces justificatives pour l'exigence E3, l'exigence E4, l'exigence E5, la mesure M2 et la mesure M3 pendant une période de 12 mois consécutifs.

Le responsable de la surveillance de l'application des normes 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 d'IROL présentés depuis le dernier audit.

1.5. Autres informations sur la conformité

Rapport par exception : Pour chaque dépassement d'IROL excédant le délai T_v correspondant, le *coordonnateur de la fiabilité* doit présenter un rapport de dépassement d'IROL à son responsable de la surveillance de l'application des normes dans les 30 jours suivant le début de l'événement.

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

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1				Une IROL a été identifiée dans sa <i>zone de fiabilité</i> au moins un jour avant la journée en cours et le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas de <i>processus, procédure</i> ou <i>plan d'exploitation</i> identifiant les mesures qui doivent être prises pour prévenir le dépassement de cette IROL. (E1)
E2				Une IROL a été identifiée dans sa <i>zone de fiabilité</i> au moins un jour avant la journée en cours et le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas de <i>processus, procédure</i> ou <i>plan d'exploitation</i> identifiant les mesures qui doivent être prises pour atténuer le dépassement de cette IROL à l'intérieur du délai Tv correspondant. (E2)
E3				Une évaluation des conditions réelles ou anticipées du réseau a prédit le dépassement d'une IROL dans la zone du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> , mais aucun <i>processus, procédure</i> ou <i>plan d'exploitation</i> n'a été mis en œuvre. (E3)

Norme IRO-009-1 — Mesures du coordonnateur de la fiabilité pour exploiter à l'intérieur des IROL

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E4			L'état actuel du réseau a indiqué le dépassement d'une IROL dans sa <i>zone de fiabilité</i> , et au moins cinq minutes se sont écoulées avant que celui-ci ne prenne des mesures ou qu'il ordonne à d'autres de prendre des mesures pour atténuer l'ampleur et la durée du dépassement d'IROL; cependant, le dépassement d'IROL a été atténué à l'intérieur du délai T_v correspondant. (E4)	L'état actuel du réseau a indiqué le dépassement d'une IROL dans sa <i>zone de fiabilité</i> , et ce dépassement n'a pas été corrigé à l'intérieur du délai T_v correspondant. (E4)
E5	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Il y avait un désaccord sur la valeur de l'IROL ou son T_v , et la limite la plus prudente parmi celles en considération n'a pas été utilisée. (E5)

E. Différences régionales

Aucune

F. Documents associés

Rapport de dépassement de limite IROL

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	Ordonnance émise par la FERC approuvant IRO-009-1 (approbation en vigueur le 2011-05-23)	

Annexe QC-IRO-009-1
Dispositions particulières de la norme IRO-009-1 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 :** Mesures du coordonnateur de la fiabilité pour exploiter à l'intérieur des IROL
- 2. Numéro :** IRO-009-1
- 3. Objet :** Aucune disposition particulière
- 4. Applicabilité :**
 - Fonctions**
Aucune disposition particulière
 - Installations**
Aucune disposition particulière
- 5. Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1.** Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 30 septembre 2016
 - 5.2.** Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 30 septembre 2016
 - 5.3.** Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1^{er} janvier 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. Périodicité de surveillance de la conformité et délai de retour en conformité**

Aucune disposition particulière
 - 1.3. Processus de surveillance et de mise en application des normes**

Aucune disposition particulière
 - 1.4. Conservation des données**

Aucune disposition particulière

Annexe QC-IRO-009-1
Dispositions particulières de la norme IRO-009-1 applicables au Québec

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

F. Documents associés

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	30 septembre 2016	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

- 1. Titre :** **Spécification et collecte des données du coordonnateur de la fiabilité**
- 2. Numéro :** IRO-010-1a
- 3. Objet :** Prévenir les instabilités, les séparations incontrôlées et les déclenchements en cascade ayant un impact négatif sur la fiabilité de l'interconnexion, en s'assurant que le *coordonnateur de la fiabilité* a les données dont il a besoin pour 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.** *Responsable des échanges*
 - 4.6.** *Responsable de l'approvisionnement*
 - 4.7.** *Exploitant de réseau de transport*
 - 4.8.** *Propriétaire d'installation de transport*

Date d'entrée en vigueur proposée : Dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, la norme entrera en vigueur à plus tardive des dates suivantes : le 1^{er} avril 2009 ou le premier jour du premier trimestre civil à survenir, trois mois après l'adoption par le conseil d'administration de la NERC.

Dans les territoires où l'approbation réglementaire est requise, la norme entrera en vigueur à plus tardive des dates suivantes : le 1^{er} avril 2009 ou le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois mois après l'approbation réglementaire applicable.

B. Exigences

- E1.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir par écrit une spécification de données et d'information servant à créer et à mettre à jour des modèles appuyant la surveillance en *temps réel*, les *analyses de la planification opérationnelle* et les *évaluations en temps réel* de sa *zone de fiabilité* afin de prévenir les instabilités, les séparations incontrôlées et les déclenchements en cascade. Cette spécification doit inclure les éléments suivants : [*Facteur de risque de non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
 - E1.1.** Liste des données requises et l'information dont a besoin le *coordonnateur de la fiabilité* pour supporter la surveillance en *temps réel*, les *analyses de la planification opérationnelle* et les *évaluations en temps réel*.
 - E1.2.** Format mutuellement acceptable.
 - E1.3.** Calendrier et fréquence de transmission des données et de l'information (basé sur ses exigences matérielles et logicielles et sur le temps requis pour effectuer ses *analyses de la planification opérationnelle*).
 - E1.4.** Processus pour la transmission des données lorsque la transmission automatique des données d'exploitation du réseau en *temps réel* n'est pas disponible.

- E2.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit distribuer sa spécification de données aux entités qui possèdent des *installations* sous sa surveillance ainsi qu'aux entités qui lui fournissent des données sur l'état des *installations*. [*Facteur de risque de non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- E3.** Chaque *responsable de l'équilibrage, propriétaire d'installation de production, exploitant d'installation de production, responsable des échanges, responsable de l'approvisionnement, coordonnateur de la fiabilité, exploitant de réseau de transport et propriétaire d'installation de transport* doit fournir les données et l'information spécifiés au *coordonnateur de la fiabilité* avec lequel il a des relations en lien avec la fiabilité. [*Facteur de risque de non-conformité : moyen*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation; exploitation du jour même; exploitation en temps réel*]

C. Mesures

- M1.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir, et présenter sur demande, une spécification de données documentée par écrit contenant tous les éléments énoncés à l'exigence E1.
- M2.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir, et présenter sur demande, les pièces justificatives attestant qu'il a distribué sa spécification de données aux entités qui possèdent des *installations* sous sa surveillance ainsi qu'aux entités qui lui fournissent des données sur l'état des *installations*. Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, des avis datés sous format papier ou électronique qui ont été utilisés pour distribuer sa spécification de données et qui indiquent le destinataire ainsi que les données ou l'information demandés, ou toute autre pièce justificative équivalente. (E2)
- M3.** Chaque *responsable de l'équilibrage, propriétaire d'installation de production, exploitant d'installation de production, responsable de l'approvisionnement, coordonnateur de la fiabilité, exploitant de réseau de transport et propriétaire d'installation de transport* doit avoir, et présenter sur demande, les pièces justificatives attestant qu'il a fourni les données et l'information demandés, conformément à l'exigence E3. Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, des registres d'exploitant datés, des enregistrements vocaux datés, des imprimés d'ordinateur datés, des données du SCADA datées ou toute autre pièce justificative équivalente.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

Dans le cas des *coordonnateurs de la fiabilité* et des autres entités fonctionnelles qui travaillent pour l'entité régionale, l'organisme de fiabilité de l'électricité « ERO » agira comme responsable de la surveillance de l'application des normes.

Dans le cas des entités qui ne travaillent pas pour l'entité régionale, celle-ci agira comme responsable de la surveillance de l'application des normes.

1.2. Périodicité de surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Sans objet

1.3. Processus de surveillance et de mise en application des normes

Audits de conformité,

Déclarations sur la conformité,

Audits ponctuels,
Enquêtes sur les non-conformités,
Déclarations de non-conformité,
Plaintes.

1.4. Conservation des données

Chaque *responsable de l'équilibrage, propriétaire d'installation de production, exploitant d'installation de production, responsable de l'approvisionnement, coordonnateur de la fiabilité, exploitant de réseau de transport et propriétaire d'installation de transport* doit conserver les données ou les pièces justificatives démontrant la conformité selon les dispositions énoncées ci-dessous, sauf si son responsable de la surveillance de l'application des normes lui ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver la version à jour de sa spécification de données en vigueur pour l'exigence E1 et la mesure M1.

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les pièces justificatives attestant la distribution la plus récente de sa spécification de données ainsi que les pièces justificatives montrant les données fournies en réponse à cette spécification pour l'exigence E2, la mesure M2, l'exigence E3 et la mesure M3.

Dans le cas des données requises en vertu de l'exigence E2, le *responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, l'exploitant d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le coordonnateur de la fiabilité, l'exploitant de réseau de transport et le propriétaire d'installation de transport* doivent conserver les pièces justificatives utilisées pour attester la conformité à l'exigence E3 et à la mesure M3 pour la spécification de données la plus récente du *coordonnateur de la fiabilité* pendant une période de 90 jours civils consécutifs.

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 ou présentés.

1.5. Autres informations sur la conformité

1.5.1 Aucune

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	<p>La spécification de données est complète à l'exception de l'élément suivant :</p> <p>Format mutuellement acceptable manquant. (E1.2)</p>	<p>La spécification de données est complète à l'exception de l'élément suivant :</p> <p>Pas de processus pour la transmission des données lorsque la transmission automatique des données d'exploitation du réseau en <i>temps réel</i> n'est pas disponible. (E1.4)</p>	<p>La spécification de données est incomplète (il manque la liste des données requises (E1.1) ou le calendrier de transmission des données (E1.3))</p>	<p>Aucune spécification de données. (E1)</p>
E2	<p>A distribué sa spécification de données à au moins 95 %, mais à moins de 100 % des entités qui possèdent des <i>installations</i> surveillées par le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> et des entités qui fournissent de l'information au <i>coordonnateur de la fiabilité</i> sur l'état des <i>installations</i>.</p>	<p>A distribué sa spécification de données à au moins 85 %, mais à moins de 95 % des entités qui possèdent des <i>installations</i> surveillées par le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> et des entités qui fournissent de l'information au <i>coordonnateur de la fiabilité</i> sur l'état des <i>installations</i>. (E2)</p>	<p>A distribué sa spécification de données à au moins 75 %, mais à moins de 85 % des entités qui possèdent des <i>installations</i> surveillées par le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> et des entités qui fournissent de l'information au <i>coordonnateur de la fiabilité</i> sur l'état des <i>installations</i>. (E2)</p>	<p>Spécification de données distribuée à moins de 75 % des entités qui possèdent des <i>installations</i> surveillées par le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> et des entités qui fournissent de l'information au <i>coordonnateur de la fiabilité</i> sur l'état des <i>installations</i>. (E2)</p>
E3	<p>A fourni au moins 95 %, mais moins de 100 % des données et de l'information spécifiés. (E3)</p>	<p>A fourni au moins 85 %, mais moins de 95 % des données et de l'information spécifiés. (E3)</p>	<p>A fourni au moins 85 %, mais moins de 75 % des données et de l'information spécifiés. (E3)</p>	<p>A fourni moins de 75 % des données et de l'information spécifiés. (E3)</p>

E. Différences régionales

Aucune

F. Documents associés

1. Annexe 1 – Interprétation des exigences E1.2 et E3

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	17 octobre 2008	Adoptée par le conseil d'administration de la NERC	Nouveau
1a	5 août 2009	Ajout de l'annexe 1 : Interprétation de E1.2 et E3, tel qu'approuvé par le conseil d'administration de la NERC.	Ajout
1a	17 mars 2011	Ordonnance émise par la FERC approuvant IRO-010-1a (approbation en vigueur le 2011-05-23)	

Annexe 1

Interprétation des exigences E1.2 et E3

Texte des exigences E1.2 et E3

- E1.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir par écrit une spécification de données et d'information servant à créer et à mettre à jour des modèles appuyant la surveillance en *temps réel*, les *analyses de la planification opérationnelle* et les *évaluations en temps réel* de sa *zone de fiabilité* afin de prévenir les instabilités, les séparations incontrôlées et les déclenchements en cascade. Cette spécification doit inclure les éléments suivants :
- E1.1. Liste des données requises et l'information dont a besoin le *coordonnateur de la fiabilité* pour soutenir la surveillance en *temps réel*, les *analyses de la planification opérationnelle* et les *évaluations en temps réel*,
 - E1.2. Format mutuellement acceptable,
 - E1.3. Calendrier et fréquence de transmission des données et de l'information (basé sur ses exigences matérielles et logicielles et sur le temps requis pour effectuer ses *analyses de la planification opérationnelle*),
 - E1.4. Processus pour la transmission des données lorsque la transmission automatique des données d'exploitation du réseau en *temps réel* n'est pas disponible.
- E2.** Chaque *responsable de l'équilibrage, propriétaire d'installation de production, exploitant d'installation de production, responsable des échanges, responsable de l'approvisionnement, coordonnateur de la fiabilité, exploitant de réseau de transport et propriétaire d'installation de transport* doit fournir les données et l'information spécifiés au *coordonnateur de la fiabilité* avec lequel il a des relations en lien avec la fiabilité.

Question 1

À l'exigence E3, la mention « spécifiés » renvoie-t-elle aux données et à l'information spécifiés dans le document visé à l'exigence E1 de la norme IRO-010-1 ou désigne-t-elle n'importe quels éléments d'information ou données qui pourraient être demandés par le coordonnateur de la fiabilité?

Réponse : Les données qui doivent être fournies en vertu de l'exigence E3 renvoient au document de spécification des données visé à l'exigence E1.

Question 2

L'exigence E3 vise-t-elle à faire en sorte que chaque entité responsable fournisse ses propres données et éléments d'information à son coordonnateur de la fiabilité ou que les entités responsables fournissent des données globales (collecte et compilation des données d'autres entités à la demande du coordonnateur de la fiabilité) au coordonnateur de la fiabilité?

Réponse : L'exigence E3 vise à faire en sorte que chaque entité responsable fournisse ses propres données et éléments d'information (tels que spécifiés dans le document visé à l'exigence E1) au coordonnateur de la fiabilité.

Une autre entité pourrait fournir ces données et éléments d'information au *coordonnateur de la fiabilité* au nom de l'entité responsable, mais la responsabilité demeure celle de l'entité responsable. Cette exigence n'a pas pour objectif d'amener ou d'obliger les entités à compiler l'information d'autres entités et de la fournir au *coordonnateur de la fiabilité*.

Question 3

Selon l'exigence E1.2, quelles mesures (de la part du coordonnateur de la fiabilité) sont attendus pour soutenir la soumission des données et de l'information dans un « format mutuellement acceptable » ?

Réponse : L'exigence E1.2 oblige les parties à s'entendre sur le format dans lequel seront présentés les données et l'information. Si les parties ne peuvent convenir d'un format, il est attendu qu'elles négocieront pour conclure une entente ou qu'elles discuteront des mesures à prendre pour résoudre leur différend.

Annexe QC-IRO-010-1a
Dispositions particulières de la norme IRO-010-1a 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 : Spécification et collecte des données du coordonnateur de la fiabilité

2. Numéro : IRO-010-1a

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 : 30 septembre 2016

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 30 septembre 2016

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

B. Exigences

Disposition particulières concernant les installations de production à vocation industrielle applicables à l'exigence E3 :

L'exploitant d'installation de production dont les installations sont principalement utilisées pour alimenter des charges industrielles n'est obligé de fournir au coordonnateur de la fiabilité que les données en lien avec :

- (i) dans l'horizon prévisionnel, la puissance nette aux points de raccordement de son réseau, la production totale de ses installations de production et la charge de son réseau, et
- (ii) en temps réel, la puissance nette aux points de raccordement de son réseau.

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 son annexe qu'elle adopte.

1.2. Périodicité de surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Aucune disposition particulière

Annexe QC-IRO-010-1a
Dispositions particulières de la norme IRO-010-1a applicables au Québec

1.3. Processus de surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Aucune disposition particulière

1.4. Conservation des données

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

F. Documents associés

Annexe 1

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	30 septembre 2016	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

- 1. Titre :** **Coordination des activités en temps réel entre les coordonnateurs de la fiabilité**
- 2. Numéro :** IRO-016-1
- 3. Objet :** Donner l'assurance que les activités d'exploitation de chaque *coordonnateur de la fiabilité* sont coordonnées de façon qu'elles n'aient pas d'*impact négatif sur la fiabilité* dans les autres *zones de fiabilité* et afin de préserver les avantages de fiabilité que procure un fonctionnement en réseau interconnecté.
- 4. Applicabilité :**
 - 4.1.** *Coordonnateur de la fiabilité*
- 5. Date d'entrée en vigueur :** Le 1^{er} novembre 2006

B. Exigences

- E1.** Le *coordonnateur de la fiabilité* qui décèle un problème potentiel, anticipé ou réel qui exige l'intervention d'un ou de plusieurs autres *coordonnateurs de la fiabilité* doit communiquer avec le ou les autres *coordonnateurs de la fiabilité* pour confirmer qu'il y a un problème, et alors discuter des options et décider d'une solution pour prévenir ou régler le problème identifié.
 - E1.1.** Si les *coordonnateurs de la fiabilité* concernés s'entendent sur la nature du problème et sur les mesures à prendre pour prévenir ou atténuer la situation du réseau, chaque *coordonnateur de la fiabilité* concerné doit mettre en œuvre la solution convenue et aviser les autres *coordonnateurs de la fiabilité* concernés de la ou des mesures qu'il aura prises.
 - E1.2.** Si les *coordonnateurs de la fiabilité* concernés ne s'entendent pas sur la nature du ou des problèmes, chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit réévaluer les motifs du désaccord (données erronées, état, résultats d'études, outils, etc.).
 - E1.2.1.** Si le temps le permet, cette réévaluation doit être faite avant que des mesures correctives soient prises.
 - E1.2.2.** Si le temps ne le permet pas, chaque *coordonnateur de la fiabilité* devra exploiter en considérant que le ou les problèmes sont réels jusqu'à ce que la situation du réseau soit clarifiée.
 - E1.3.** Si les *coordonnateurs de la fiabilité* concernés ne s'entendent pas sur la solution à adopter, c'est la solution la plus prudente qui doit être mise en œuvre.
- E2.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit consigner (dans les journaux d'exploitation ou autres sources de données) les mesures qu'il aura prises en réponse soit à la situation, soit au désaccord sur le ou les problèmes, soit aux deux situations précédentes. (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)

C. Mesures

- M1.** Pour tout événement requérant une coordination entre *coordonnateurs de la fiabilité*, chaque *coordonnateur de la fiabilité* concerné doit avoir des pièces justificatives (journaux d'exploitation ou autres sources de données) attestant des mesures qu'il aura prises en réponse soit à la situation survenue, soit au désaccord sur le problème, soit les deux.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

Organisation régionale de fiabilité

1.2. Périodicité de la surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Le délai de rétablissement de l'état de conformité est d'une année civile.

1.3. Conservation des données

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les pièces justificatives pouvant être auditées pendant une période de 12 mois consécutifs. De plus, les entités jugées non conformes doivent conserver l'information sur la non-conformité jusqu'à ce qu'elles soient jugées de nouveau conformes. Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit conserver les données de conformité pendant au moins trois ans ou jusqu'à ce que le *coordonnateur de la fiabilité* se soit entièrement conformé, la période la plus longue prévalant.

1.4. Autres informations sur la conformité

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit démontrer sa conformité au moyen d'une déclaration sur la conformité transmise annuellement à son *responsable de la surveillance de la conformité*. Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit effectuer un examen sur place programmé au moins une fois tous les trois ans. Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit entreprendre une enquête lors d'une plainte reçue dans les 30 jours suivant la date de la découverte de l'infraction présumée. Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit compléter l'enquête et faire rapport à tous les *coordonnateurs de la fiabilité* concernés (le *coordonnateur de la fiabilité* ayant déposé une plainte ainsi que celui faisant l'objet de l'enquête) dans les 45 jours suivant le début de l'enquête. Dans le cadre d'un audit ou d'une enquête, le *responsable de la surveillance de la conformité* doit interroger les autres *coordonnateurs de la fiabilité* de l'*Interconnexion* et vérifier que le *coordonnateur de la fiabilité* faisant l'objet de l'audit ou de l'enquête a coordonné les mesures visant à prévenir ou à régler les problèmes potentiels, anticipés ou réels qui ont un impact négatif sur l'*Interconnexion*.

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit être en mesure de présenter les documents ci-après au *responsable de la surveillance de la conformité* lors d'un examen sur place programmé ou dans les cinq jours ouvrables suivant une demande dans le cadre d'une enquête entreprise par suite d'une plainte :

1.4.1 les pièces justificatives (journaux d'exploitation ou autres sources de données) attestant qu'il a assuré la coordination avec les autres *coordonnateurs de la fiabilité*.

2. Niveaux de non-conformité

2.1. Niveau 1 : Pour les problèmes potentiels, réels ou anticipés qui ont exigé la coordination entre des *coordonnateurs de la fiabilité*, le *coordonnateur de la fiabilité* s'est coordonné, mais n'a pas de pièces justificatives attestant qu'il s'est coordonné avec les autres *coordonnateurs de la fiabilité*.

2.2. Niveau 2 : Sans objet

2.3. Niveau 3 : Sans objet

2.4. Niveau 4 : Pour les problèmes potentiels, réels ou anticipés qui ont exigé la coordination entre des *coordonnateurs de la fiabilité*, le *coordonnateur de la fiabilité* ne s'est pas coordonné avec les autres *coordonnateurs de la fiabilité*.

E. Différences régionales

Aucune identifiée

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	10 août 2005	<ol style="list-style-type: none"> 1. Remplacement par des tirets (–) de certains traits d'union (-) incorrectement employés. 2. Ajout de traits d'union dans l'expression « Reliability Coordinator-to-Reliability Coordinator » utilisée comme adjectif. 3. Modification de l'en-tête pour assurer l'uniformité avec le titre. 4. Ajout de « points », le cas échéant. 5. Ajout de majuscules à la première lettre des mots de l'en-tête « Definitions of Terms Used in Standard ». 6. Remplacement de « Timeframe » par « Time Frame » au point D, 1.2. 7. Mise en minuscule des mots qui ne sont pas des termes désignés — « drafting team », « self-certification ». 8. Remplacement des apostrophes par des guillemets. 9. Suppression de la virgule après le mot « condition » au point R.1.1. 10. Ajout d'une virgule après le mot « expected » à la dernière phrase du point 1.4. 11. Suppression des espaces inutiles, le cas échéant. 	20 janvier 2006
1	7 février 2006	Adoptée par le Conseil d'administration de la NERC.	
1	16 mars 2007	Approuvée par la FERC.	
1	7 février 2013	Approbation du retrait de l'exigence E2 et les éléments associés par le conseil d'administration de la NERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (« Project 2013-02 »). En attente	

Norme IRO-016-1 — Coordination des activités en temps réel entre les coordonnateurs de la fiabilité

		d'approbation réglementaire.	
1	21 novembre 2013	Approbation du retrait de l'exigence E2 et les éléments associés par la FERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (« Project 2013-02 »).	

Annexe QC-IRO-016-1
Dispositions particulières de la norme IRO-016-1 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 activités en temps réel entre les coordonnateurs de la fiabilité
- 2. Numéro :** IRO-016-1
- 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 : 30 septembre 2016
 - 5.2.** Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 30 septembre 2016
 - 5.3.** Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1^{er} janvier 2017

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. 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. Périodicité de la surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Aucune disposition particulière

1.3. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Norme IRO-016-1 — Coordination des activités en temps réel entre les coordonnateurs de la fiabilité

**Annexe QC-IRO-016-1
Dispositions particulières de la norme IRO-016-1 applicables au Québec**

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	30 octobre 2013	Nouvelle annexe	Nouvelle
1	30 septembre 2016	<ul style="list-style-type: none">• Modification des dates d'adoption• Retrait de l'exigence E2 de la norme	

A. Introduction

1. **Titre :** Entretien des systèmes de protection
2. **Numéro :** PRC-005-2
3. **Objet :** Documenter et mettre en œuvre des programmes pour l'entretien de tous les *systèmes de protection* affectant la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (BES), de manière que ces *systèmes de protection* 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* qui sont installés dans le but de détecter des *défauts* sur les éléments du BES (lignes, barres, transformateurs, etc.).
 - 4.2.2. *Systèmes de protection* utilisés pour les systèmes de délestage de charge en sous-fréquence installés selon les exigences de délestage de charge en sous-fréquence de l'ERO.
 - 4.2.3. *Systèmes de protection* utilisés pour les systèmes de délestage de charge en sous-tension installés pour prévenir l'effondrement ou l'instabilité de la tension du réseau pour la fiabilité du BES.
 - 4.2.4. *Systèmes de protection* installés comme *automatismes de réseau* (SPS) pour la fiabilité du BES.
 - 4.2.5. *Systèmes de protection d'installations* de production qui font partie du BES, incluant :
 - 4.2.5.1. *Systèmes de protection* qui agissent pour déclencher le groupe de production soit directement, soit par des relais de verrouillage ou des relais de déclenchement auxiliaires.
 - 4.2.5.2. *Systèmes de protection* de transformateurs élévateurs de groupes de production qui font partie du BES.
 - 4.2.5.3. *Systèmes de protection* de transformateurs raccordant une production combinée, là où la production combinée fait partie du BES (par exemple,

des transformateurs raccordant des installations comme des parcs éoliens au BES).

- 4.2.5.4.** *Systèmes de protection* de services auxiliaires ou de transformateurs d'excitation raccordés aux barres de groupes de production qui font partie du BES, qui agissent pour déclencher le groupe de production soit directement, soit par des relais de verrouillage ou des relais de déclenchement auxiliaires.

Type de composant – N'importe lequel des cinq éléments précisés dans la définition d'un système de protection.

- 5. Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences

- E1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit établir un programme d'entretien des systèmes de protection (PSMP) pour ses systèmes de protection identifiés à la section 4.2.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]

Le PSMP doit :

- 1.1.** Indiquer quelle méthode d'entretien (basée sur le temps, basée sur la performance d'après l'annexe A de la norme PRC-005, ou une combinaison) est utilisée pour chaque type de composant de *système de protection*. Toutes les batteries associées à l'alimentation c.c. de poste pour les types de composant d'un *système de protection* doivent être incluses dans un programme basé sur le temps comme décrit au tableau 1-4 et au tableau 3.

- 1.2.** Inclure les attributs de *composant* surveillés pertinents appliqués à chaque type de composant de *système de protection* selon les intervalles d'entretien spécifiés aux tableaux 1-1 à 1-5, au tableau 2 et au tableau 3 là où la surveillance est utilisée pour augmenter les intervalles d'entretien au-delà de ceux spécifiés pour des composants de *système de protection* non surveillés.

- E2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui utilise des intervalles d'entretien basés sur la performance dans son PSMP doit

Composant – Un composant est toute pièce d'équipement individuelle et distincte comprise dans un système de protection, incluant mais sans s'y limiter, un relais de protection ou un dispositif de détection du courant. La désignation de ce qui constitue un composant de circuit de contrôle dépend largement de la façon dont l'entité réalise et contrôle les essais des circuits de contrôle. Certaines entités effectuent les essais de leurs circuits de contrôle par disjoncteur, alors que d'autres effectuent les essais de leurs circuits par zone de protection locale. Ainsi, les entités ont la latitude pour désigner leurs propres définitions des composants de circuit de contrôle. Un autre exemple qui démontre que les entités ont une certaine discrétion quand à la détermination de ce qu'est un composant simple concerne les dispositifs de détection de la tension ou du courant, l'entité étant libre de choisir de désigner comme composant simple soit un ensemble triphasé de ces dispositifs, soit un seul de ces dispositifs.

suivre les procédures établies l'annexe A de la norme PRC-005 pour établir et maintenir ses intervalles d'entretien basés sur la performance. [Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]

Problème d'entretien non résolu – Une lacune identifiée pendant une activité d'entretien qui empêche le composant de respecter la performance attendue, qui ne peut pas être corrigée pendant l'intervalle d'entretien et qui nécessite un suivi de mesure corrective.

- E3.** Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur qui utilise un ou des programme(s) d'entretien basés sur le temps doit entretenir ses composants de *système de protection* qui sont inclus dans le programme d'entretien basé sur le temps conformément aux activités d'entretien minimales et aux intervalles d'entretien maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, Tableau 2 et Tableau 3. [Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]
- E4.** Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur qui utilise un programme d'entretien basé sur la performance conformément à l'exigence E2 doit mettre en œuvre et assurer le suivi de son PSMP pour ses composants de *système de protection* qui sont inclus dans le programme d'entretien basé sur la performance. [Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]
- E5.** Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur doit démontrer ses efforts pour corriger les problèmes d'entretien identifiés non résolus. [Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]

C. Mesures

- M1.** Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur doit avoir un *programme d'entretien des systèmes de protection* documenté conformément à l'exigence E1.

Pour chaque type de composant de *système de protection*, la documentation doit inclure la méthode d'entretien employée (basée sur le temps, basée sur la performance ou une combinaison de ces méthodes d'entretien), et doit inclure toutes les batteries associées à l'alimentation c.c. de poste pour les types de composant figurant dans un programme d'entretien basé sur le temps comme décrit au tableau 1-4 et au tableau 3. (alinéa 1.1)

Pour les types de composant qui utilise la surveillance pour augmenter les intervalles d'entretien, la ou les entités responsables doivent avoir des pièces justificatives, pour chaque type de composant de protection (comme une fiche technique ou des dessins d'ingénierie du fabricant), attestant des attributs de *composant* surveillés pertinents comme spécifié aux tableaux 1-1 à 1-5, au tableau 2 et au tableau 3. (alinéa 1.2)

- M2.** Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur qui utilise des intervalles d'entretien basés sur la performance doit avoir des pièces justificatives attestant que son ou ses programmes courants d'entretien basés sur la performance

sont conformes à l'exigence E2, comprenant notamment des listes des composants, des dossiers d'entretien datés, et des dossiers d'analyse et des résultats datés.

- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui utilise un ou des programmes d'entretien basés sur le temps doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a entretenu les composants de son *système de protection* inclus dans le programme d'entretien basé sur le temps conformément à l'exigence E3. Les pièces justificatives peuvent comprendre notamment des dossiers d'entretien datés, des sommaires d'entretien datés, des listes de contrôle datées, des dossiers d'inspection datés ou des bons de travail datés.
- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui utilise des intervalles d'entretien basés sur la performance conformément à l'exigence E2 doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a mis en œuvre *le programme d'entretien des systèmes de protection (PSMP)* pour les composants de *système de protection* inclus dans son programme d'entretien basé sur la performance conformément à l'exigence E4. Les pièces justificatives peuvent comprendre notamment des dossiers d'entretien datés, des sommaires d'entretien datés, des listes de contrôle datées, des dossiers d'inspection datés ou des bons de travail datés.
- M5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a mis des efforts pour corriger les problèmes d'entretien identifiés non résolus conformément à l'exigence E5. Les pièces justificatives peuvent comprendre notamment des bons de travail, des commandes de composants de rechange, des factures, des calendriers de projet avec étapes complétées, des autorisations de retour d'équipement (RMA) ou des ordres d'achats.

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 et de mise en application des normes

Audit de conformité
Déclaration sur la conformité
Contrôle ponctuel
Enquête de conformité
Déclaration de non-conformité
Plainte

1.3. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives suivantes identifient la période de temps pendant laquelle une entité est tenue de conserver des pièces justificatives

spécifiques pour 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 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 de temps complète écoulée depuis le dernier audit.

Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent chacun conserver les données ou les pièces justificatives pour montrer la conformité comme identifié ci-dessous, à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui demande de conserver des pièces justificatives spécifiques pour une période de temps plus longue dans le cadre d'une enquête.

Aux fins de l'exigence E1, le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent chacun conserver la version courante datée de son *programme d'entretien des systèmes de protection* (PSMP), ainsi que toute version remplacée depuis l'audit de conformité précédent, incluant la documentation qui spécifie le type de programme d'entretien appliqué pour chaque type de composant de *système de protection*.

Aux fins de l'exigence E2, de l'exigence E3, de l'exigence E4 et de l'exigence E5, le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent chacun conserver la documentation des deux plus récentes exécutions de chaque activité distincte d'entretien du composant de *système de protection*, ou de toutes les exécutions de chaque activité distincte d'entretien du composant de *système de protection* depuis la date de l'audit programmé précédent, selon la plus longue des deux.

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.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Numéro de l'exigence	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Le PSMP de l'entité responsable ne spécifiait pas si un type de composant utilise un entretien basé sur le temps ou basé sur la performance, ou une combinaison des deux. (alinéa 1.1)	Le PSMP de l'entité responsable ne spécifiait pas si deux types de composant utilisent un entretien basé sur le temps ou basé sur la performance, ou une combinaison des deux. (alinéa 1.1)	Le PSMP de l'entité responsable n'incluait pas les attributs de composant surveillés pertinents appliqués à chaque type de <i>composant de système de protection</i> selon les intervalles d'entretien spécifiés aux tableaux 1-1 à 1-5, au tableau 2 et au tableau 3, là où la surveillance est utilisée pour augmenter les intervalles d'entretien au-delà de ceux spécifiés pour des composants de <i>système de protection</i> non surveillés. (alinéa 1.2)	L'entité responsable n'a pas établi de PSMP. OU L'entité responsable n'a pas spécifié si trois types de composant utilisent un entretien basé sur le temps ou basé sur la performance, ou une combinaison des deux. (alinéa 1.1) OU Le PSMP de l'entité responsable n'incluait pas les batteries de poste applicables dans un programme d'entretien basé sur le temps. (alinéa 1.1)
E2	L'entité responsable utilise des intervalles d'entretien basés sur la performance dans son PSMP, mais n'a pas réduit les événements dénombrables à un maximum de 4 % à l'intérieur de trois ans.	Sans objet	L'entité responsable utilise des intervalles d'entretien basés sur la performance dans son PSMP, mais n'a pas réduit les événements dénombrables à un maximum de 4 % à l'intérieur de quatre ans.	L'entité responsable utilise des intervalles d'entretien basés sur la performance dans son PSMP, mais : 1) n'a pas établi la justification technique décrite à l'exigence E2 pour l'utilisation initiale d'un PSMP basé sur la performance ; OU 2) n'a pas réduit les événements dénombrables à

Numéro de l'exigence	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				<p>un maximum de 4 % à l'intérieur de cinq ans ; OU</p> <p>3) a maintenu un segment comportant moins de 60 composants ; OU</p> <p>4) n'a pas :</p> <ul style="list-style-type: none"> • mis à jour annuellement la liste des composants ; OU • réalisé annuellement 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 programme pour chaque segment.
E3	Pour les composants de <i>système de protection</i> inclus dans un programme d'entretien basé sur le temps, l'entité responsable n'a pas entretenu 5 % ou moins du total des composants d'un type donné de composant de <i>système de protection</i> , conformément aux	Pour les composants de <i>système de protection</i> inclus dans un programme d'entretien basé sur le temps, l'entité responsable n'a pas entretenu plus de 5 %, mais au plus 10 % du total des composants d'un type donné de composant de <i>système de</i>	Pour les composants de <i>système de protection</i> inclus dans un programme d'entretien basé sur le temps, l'entité responsable n'a pas entretenu plus de 10 %, mais au plus 15 % du total des composants d'un type donné de composant de <i>système de</i>	Pour les composants de <i>système de protection</i> inclus dans un programme d'entretien basé sur le temps, l'entité responsable n'a pas entretenu plus de 15 % du total des composants d'un type donné de composant de <i>système de protection</i> , conformément aux

Norme PRC-005-2 — Entretien des systèmes de protection

Numéro de l'exigence	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
	activités d'entretien minimales et aux intervalles d'entretien maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, au tableau 2 et au tableau 3.	<i>protection</i> , conformément aux activités d'entretien minimales et aux intervalles d'entretien maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, au tableau 2 et au tableau 3.	<i>protection</i> , conformément aux activités d'entretien minimales et aux intervalles d'entretien maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, au tableau 2 et au tableau 3.	activités d'entretien minimales et aux intervalles d'entretien maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, au tableau 2 et au tableau 3.
E4	Pour les composants de <i>système de protection</i> inclus dans un programme d'entretien basé sur la performance, l'entité responsable n'a pas entretenu 5 % ou moins de l'entretien annuel programmé d'un type donné de composant de <i>système de protection</i> , conformément à leur PSMP basé sur la performance.	Pour les composants de <i>système de protection</i> inclus dans un programme d'entretien basé sur la performance, l'entité responsable n'a pas entretenu plus de 5 %, mais au plus 10 % de l'entretien annuel programmé d'un type donné de composant de <i>système de protection</i> , conformément à leur PSMP basé sur la performance.	Pour les composants de <i>système de protection</i> inclus dans un programme d'entretien basé sur la performance, l'entité responsable n'a pas entretenu plus de 10 %, mais au plus 15 % de l'entretien annuel programmé d'un type donné de composant de <i>système de protection</i> , conformément à leur PSMP basé sur la performance.	Pour les composants de <i>système de protection</i> inclus dans un programme d'entretien basé sur la performance, l'entité responsable n'a pas entretenu plus de 15 % de l'entretien annuel programmé d'un type donné de composant de <i>système de protection</i> , conformément à leur PSMP basé sur la performance.
E5	L'entité responsable n'a pas mis les efforts pour corriger 5 problèmes d'entretien identifiés non résolus ou moins.	L'entité responsable n'a pas mis les efforts pour corriger plus de 5, mais au plus 10 des problèmes d'entretien identifiés non résolus.	L'entité responsable n'a pas mis les efforts pour corriger plus de 10, mais au plus 15 des problèmes d'entretien identifiés non résolus.	L'entité responsable n'a pas mis les efforts pour corriger plus de 15 des problèmes d'entretien identifiés non résolus.

E. Différences régionales

Aucune

F. Document de référence supplémentaire

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. « PRC-005-2 Protection System Entretien Supplementary Reference and FAQ » – Juillet 2012.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée en vigueur	Nouvelle
1	1 ^{er} décembre 2005	<ol style="list-style-type: none"> 1. Remplacement de certains traits d'union (-) par des tirets demi cadratin (–) ou des tirets cadratin (—). 2. Ajout de « points » aux éléments lorsqu'approprié. 3. Remplacement de « Timeframe » par « Time Frame » à la section D.1.2. 	20 janvier 2005
1a	17 février 2011	Ajout de l'annexe 1 : interprétation relative à l'applicabilité de la norme à la protection des transformateurs raccordés radialement	Projet 2009-17 Interprétation
1a	17 février 2011	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	
1a	26 septembre 2011	Ordonnance de la FERC émise approuvant l'interprétation des exigences E1 et E2 (l'ordonnance de la FERC entre en vigueur le 26 septembre 2011)	
1.1a	1 ^{er} février 2012	Errata : clarification de l'inclusion des <i>installations</i> de raccordement de groupe de production dans les responsabilités du <i>propriétaire d'installation de production</i>	Révision dans le cadre du projet 2010-07
1b	3 février 2012	Ordonnance de la FERC émise approuvant l'interprétation des exigences E1, E1.1 et E1.2. (Ordonnance de la FERC datée du 14 mars 2012). Mise à jour du numéro de version 1a à 1b.	Projet 2010-07 Interprétation
1.1b	23 avril 2012	Mise à jour du numéro de version de la norme à 1.1b pour refléter l'approbation de la FERC de la norme PRC-005-1b.	Révision dans le cadre du projet 2010-07
1.1b	9 mai 2012	La norme PRC-005-1.1b a été adoptée par le conseil d'administration de la NERC dans le	

Norme PRC-005-2 — Entretien des systèmes de protection

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
		cadre du projet 2010-07 (GOTO).	
2	7 novembre 2012	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Révision complète avec intégration des exigences d'entretien des normes PRC-005-1b, PRC-008-0, PRC-011-0 et PRC-017-0
2	17 octobre 2013	Errata : Le comité des normes approuve un errata relatif au plan de mise en œuvre de la norme PRC-005-2 pour ajouter les termes suivants : « ou entre en vigueur selon les modalités d'approbation prévues par les lois applicables à de telles autorités gouvernementales tenant lieu d'organisation de fiabilité électrique » dans la deuxième phrase sous la section « Retrait des normes existantes ».	
2	19 décembre 2013	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-005-2. (La date de mise en application de cette norme est fixée au 1 ^{er} avril 2015, soit la première date où des entités doivent se conformer à une partie de la norme. Le plan de mise en œuvre de la norme PRC-005-2 prévoit des dates et des délais de conformité particuliers pour chacune des exigences. La date d'approbation réglementaire aux États-Unis est fixée au 24 février 2014.	
2	7 mai 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC pour la modification des VSL pour l'exigence E1.	
2	25 août 2014	Lettre d'ordonnance émise par la FERC pour la modification des VSL pour l'exigence E1.	

Tableau 1-1 Type de composant – Relais de protection À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal ¹	Activités d'entretien
Tout relais de protection non surveillé n'ayant pas tous les attributs de surveillance d'une des catégories ci-dessous.	6 années civiles	<p>Pour tous les relais non surveillés :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vérifier que les réglages sont tels que spécifiés. <p>Pour les relais sans microprocesseur :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tester et calibrer si nécessaire. <p>Pour les relais à microprocesseur :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>système de protection</i>. • Vérifier la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.

¹ Pour les tableaux de cette norme, une année civile commence le premier jour d'une nouvelle année (le 1^{er} janvier) après qu'une activité d'entretien ait été complétée. Pour les tableaux de cette norme, un mois civil commence le premier jour du premier mois après qu'une activité d'entretien ait été complétée.

Tableau 1-1

Type de composant – Relais de protection

À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal ¹	Activités d'entretien
<p>Relais de protection à microprocesseur surveillé avec les attributs suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Autodiagnostic interne et alarme (voir le tableau 2). • Trois échantillonnages ou plus de l'onde de tension et/ou de courant par cycle de puissance, et conversion des échantillons en valeurs numériques pour les calculs de mesure par l'électronique du microprocesseur. • Alarmes de défaillance d'alimentation électrique (voir le tableau 2). 	<p>12 années civiles</p>	<p>Vérifier :</p> <ul style="list-style-type: none"> • que les réglages sont tels que spécifiés ; • le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>système de protection</i> ; • la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
<p>Relais de protection à microprocesseur surveillé ayant les attributs de la rangée précédente et les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Les mesures c.a. sont continuellement vérifiées en comparaison avec une source c.a. indépendante, avec alarme en cas d'écart excessif (voir le tableau 2). • Certaines ou toutes les entrées binaires ou d'état et les sorties de commande sont surveillées par un moyen qui démontre continuellement leur habileté à fonctionner tel que conçu, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2). • Alarme en cas de changement de réglages (voir le tableau 2). 	<p>12 années civiles</p>	<p>Vérifier seulement les entrées et sorties du relais non surveillées qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>système de protection</i>.</p>

Tableau 1-2 Type de composant – Systèmes de communication À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
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 (Ex.niveau de signal, puissance réfléchi, taux d'erreur de données). Vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du système de communication qui sont essentielles au fonctionnement adéquat du <i>système de protection</i> .
Tout système de communication avec surveillance continue ou essais périodiques automatisés de la 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 (Ex.niveau de signal, puissance réfléchi, taux d'erreur de données). Vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du système de communication qui sont essentielles au fonctionnement adéquat du <i>système de protection</i> .
Tout système de communication ayant tous les attributs suivants : <ul style="list-style-type: none"> • Surveillance continue ou essais périodiques automatisés de la performance du canal en utilisant les critères pertinents à la technologie de communication utilisée (Ex.niveau de signal, puissance réfléchi ou taux d'erreur de données, et alarme de dégradation excessive de la performance). (voir le tableau 2) • Certaines ou toutes les entrées binaires ou d'état et les sorties de commande sont surveillées par un processus qui démontre continuellement l'habileté à fonctionner tel que conçu, 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 <i>système de protection</i> .

Tableau 1-3

Type de composant – Dispositifs de détection de tension et de courant fournissant les entrées aux relais de protection
 À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
Tous dispositifs de détection de tension et de courant n'ayant pas les attributs de surveillance de la catégorie ci-dessous.	12 années civiles	Vérifier que des valeurs de signal du courant et de tension sont fournies aux relais de protection.
Dispositifs de détection de tension et de courant connectés à des relais à microprocesseur avec mesures c.a. qui sont vérifiées continuellement par comparaison de la valeur d'entrée détectée, comme mesurée par le relais à microprocesseur, avec une source de mesure c.a. indépendante, avec alarme en cas d'erreur inacceptable ou de défaillance (voir le tableau 2).	Aucun entretien périodique spécifié	Aucune

Tableau 1-4 (a)

Type de composant – Alimentation c.c. de poste de système de protection utilisant des batteries au plomb-acide ventilées
 À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

L'alimentation c.c. de poste d'un *système de protection* utilisé uniquement pour des dispositifs de coupure non BES de SPS et pour des systèmes non distribués de délestages de charge en sous-fréquence ou en sous-tension (voir le tableau 1-4(e)) est exclue.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
Alimentation c. c. de poste d'un <i>système de protection</i> utilisant des batteries au plomb-acide ventilées (VLA) n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 (f).	4 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • la tension de l'alimentation c. c. de poste. Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • le niveau d'électrolyte ; • pour mises à la terre non intentionnelles.
	18 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • la tension d'entretien du chargeur de batteries ; • la continuité de la batterie ; • la résistance de connexion aux bornes de la batterie ; • la résistance de connexion entre les cellules de batterie ou entre batteries. Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • l'état de toutes les cellules de batterie là où elles sont visibles, ou mesurer la valeur ohmique interne des cellules si les cellules ne sont pas visibles ;

Tableau 1-4 (a)

Type de composant – Alimentation c.c. de poste de système de protection utilisant des batteries au plomb-acide ventilées
 À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

L'alimentation c.c. de poste d'un système de protection utilisé uniquement pour des dispositifs de coupure non BES de SPS et pour des systèmes non distribués de délestages de charge en sous-fréquence ou en sous-tension (voir le tableau 1-4(e)) est exclue.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
		<ul style="list-style-type: none"> l'état physique de l'étagère à batteries.
	18 mois civils -ou- 6 années civiles	Vérifier que les batteries de poste performant telles que conçues en comparant les mesures des cellules ou des batteries indicatrices de la performance (Ex. valeurs ohmiques internes ou courant d'entretien) aux valeurs de référence des batteries de poste. -ou- Vérifier que les batteries d'alimentation de poste performant telles que conçues en procédant à un essai de performance ou de capacité de performance modifié de l'ensemble des bancs de batteries.

Tableau 1-4 (b)

Type de composant – Alimentation c.c. de poste de système de protection utilisant des batteries au plomb-acide à régulation à soupape
 À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

L'alimentation c.c. de poste d'un système de protection utilisé uniquement pour des dispositifs de coupure non BES de SPS et pour des systèmes non distribués de délestages de charge en sous-fréquence ou en sous-tension (voir le tableau 1-4(e)) est exclue.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
Alimentation c.c. de poste d'un système de protection utilisant des batteries au plomb-acide à régulation à soupape (VRLA) n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 (f).	4 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • la tension de l'alimentation c. c. de poste. Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • pour mises à la terre non intentionnelles.
	6 mois civils	Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • l'état de toutes les unités de batterie en mesurant leur valeur ohmique interne.
	18 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • la tension d'entretien du chargeur de batteries ; • la continuité de la batterie ; • la résistance de connexion aux bornes de la batterie ; • la résistance de connexion entre les cellules de batterie ou entre batteries. Inspecter :

Tableau 1-4 (b)

Type de composant – Alimentation c.c. de poste de système de protection utilisant des batteries au plomb-acide à régulation à soupape
 À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

L'alimentation c.c. de poste d'un système de protection utilisé uniquement pour des dispositifs de coupure non BES de SPS et pour des systèmes non distribués de délestages de charge en sous-fréquence ou en sous-tension (voir le tableau 1-4(e)) est exclue.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
	6 mois civils -ou- 3 années civiles	<ul style="list-style-type: none"> • l'état physique de l'étagère à batteries. Vérifier que les batteries de poste performant telles que conçues en comparant les mesures des cellules ou des batteries indicatrices de la performance (Ex. valeurs ohmiques internes ou courant d'entretien) aux valeurs de référence des batteries de poste. -ou- Vérifier que les batteries d'alimentation de poste performant telles que conçues en procédant à un essai de performance ou de capacité de performance modifié de l'ensemble des bancs de batteries.

Tableau 1-4 (c)

Type de composant – Alimentation c.c. de poste de système de protection utilisant des batteries au nickel-cadmium (NiCad)

À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

L'alimentation c.c. de poste d'un *système de protection* utilisé uniquement pour des dispositifs de coupure non BES de SPS et pour des systèmes non distribués de délestages de charge en sous-fréquence ou en sous-tension (voir le tableau 1-4(e)) est exclue.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
Alimentation c.c. de poste d'un <i>système de protection</i> utilisant des batteries au nickel-cadmium (NiCad) n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 (f).	4 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • la tension de l'alimentation c. c. de poste. Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • le niveau d'électrolyte ; • pour mises à la terre non intentionnelles.

Tableau 1-4 (c)

Type de composant – Alimentation c.c. de poste de système de protection utilisant des batteries au nickel-cadmium (NiCad)

À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

L'alimentation c.c. de poste d'un système de protection utilisé uniquement pour des dispositifs de coupure non BES de SPS et pour des systèmes non distribués de délestages de charge en sous-fréquence ou en sous-tension (voir le tableau 1-4(e)) est exclue.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
	18 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • la tension d'entretien du chargeur de batteries ; • la continuité de la batterie ; • la résistance de connexion aux bornes de la batterie ; • la résistance de connexion entre les cellules de batterie ou entre batteries. Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • l'état de toutes les cellules de batterie ; • l'état physique de l'étagère à batteries.
	6 années civiles	Vérifier que les batteries d'alimentation de poste peuvent performer telles que conçues en procédant à un essai de performance ou de capacité de performance modifiée pour l'ensemble du banc de batteries.

Tableau 1-4 (d)

Type de composant – Alimentation c.c. de poste de système de protection avec stockage d'énergie de base autre qu'à batteries.

À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

L'alimentation c.c. de poste d'un *système de protection* utilisé uniquement pour des dispositifs de coupure non BES de SPS et pour des systèmes non distribués de délestages de charge en sous-fréquence ou en sous-tension (voir le tableau 1-4(e)) est exclue.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
Toute alimentation c.c. de poste d'un <i>système de protection</i> n'utilisant pas une batterie et n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 (f).	4 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • la tension de l'alimentation c. c. de poste. Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • pour mises à la terre non intentionnelles.
	18 mois civils	Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • l'état de l'alimentation c.c. de poste autre qu'à batteries.
	6 années civiles	Vérifier que l'alimentation c.c. de poste peut performer telle que conçue lorsque l'alimentation c.a. n'est pas présente.

Tableau 1-4 (e)

Type de composant – Alimentation c.c. de poste de système de protection pour des dispositifs de coupure non BES de SPS et pour des systèmes non distribués de délestage de charge en sous-fréquence et en sous-tension.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
Toute alimentation c.c. d'un <i>système de protection</i> servant à déclencher uniquement des dispositifs de coupure non BES faisant partie d'un SPS, d'un système de délestage de charge en sous-fréquence ou en sous-tension non réparti, et n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 (f).	Lorsque les circuits de contrôle sont vérifiés (voir le tableau 1-5)	Vérifier la tension de l'alimentation c.c. de poste.

Tableau 1-4 (f)		
Exclusions pour les dispositifs de surveillance et les systèmes d'alimentation c.c. de poste d'un système de protection		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
Toute alimentation c.c. de poste avec surveillance et alarme de haute et basse tension du chargeur de batteries pour détecter une surtension ou une défaillance du chargeur (voir le tableau 2).	Aucun entretien périodique spécifié	Aucune vérification périodique de la tension de l'alimentation c.c. de poste n'est requise.
Toute alimentation c.c. de poste à batteries avec surveillance et alarme de niveau d'électrolyte pour chaque cellule (voir le tableau 2).		Aucune inspection périodique du niveau d'électrolyte de chaque cellule n'est requise.
Toute alimentation c.c. de poste avec surveillance et alarme de mise à la terre c.c. non intentionnelle (voir le tableau 2).		Aucune inspection périodique pour les mises à la terre c.c. non intentionnelles n'est requise.
Toute alimentation c.c. de poste avec surveillance et alarme de tension d'entretien du chargeur pour s'assurer de l'application d'une tension d'entretien correcte aux batteries de l'alimentation à c.c. de poste (voir le tableau 2).		Aucune vérification périodique de la tension d'entretien du chargeur n'est requise.
Toute alimentation c.c. de poste à batteries avec surveillance et alarme de continuité de la chaîne de batteries (voir le tableau 2).		Aucune vérification périodique de la continuité des batteries n'est requise.
Toute alimentation c.c. de poste à batteries avec surveillance et alarme de résistance entre cellules et/ou aux bornes de connexion de la batterie entière (voir le tableau 2).		Aucune vérification périodique de la résistance entre cellules et aux bornes de connexion n'est requise.
Toute batterie de poste au plomb-acide à régulation à soupape (VRLA) ou au plomb-acide ventilée (VLA) 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 cellule/batterie (voir le tableau 2).		Aucune évaluation périodique relative aux mesures des cellules ou des batteries indicatrices de la performance n'est requise pour vérifier que les batteries de poste peuvent performer telles que conçues.
Toute batterie de poste au plomb-acide à régulation à soupape (VRLA) ou au plomb-acide ventilée (VLA) avec surveillance et alarme de valeur ohmique interne de chaque cellule/batterie (voir le tableau 2).		Aucune inspection périodique de l'état de toutes les batteries individuelles d'alimentation en mesurant les valeurs ohmiques internes de batteries d'alimentation de poste au plomb-acide ventilées ou au plomb-acide à régulation à soupape n'est requise.

Tableau 1-5

Type de composant – Circuits de contrôle associés à des fonctions de protection

À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

Remarque : Les exigences de ce tableau s'appliquent à tous les composants des circuits de contrôle des *systèmes de protection* et de SPS, sauf indication particulière.

Attributs de composants	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
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.
Dispositifs de verrouillage électromécanique situés directement dans le trajet du circuit 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 dispositifs de verrouillage électromécanique.
Circuits de contrôle non surveillés associés à un SPS.	12 années civiles	Vérifier tous les trajets de circuit de contrôle qui sont essentiels au fonctionnement adéquat du SPS.
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 et/ou à des SPS dont l'intégrité est surveillée et avec alarme (voir le tableau 2).	Aucun entretien périodique spécifié	Aucune.

Tableau 2 — Trajets d’alarme et surveillance

Dans les tableaux 1-1 à 1-5 et au tableau 3, les attributs d’alarme qui servent à justifier l’augmentation des intervalles d’entretien maximaux et/ou la réduction des activités d’entretien sont soumis aux exigences d’entretien suivantes.

Attributs de composants	Intervalle d’entretien maximal	Activités d’entretien
<p>Tout trajet d’alarme emprunté par les alarmes des tableaux 1-1 à 1-5 et du tableau 3, entre le point d’origine de l’alarme et le point de localisation où une action corrective peut-être initiée, et qui ne présente pas tous les attributs de la catégorie « Trajet d’alarme avec surveillance » ci-dessous.</p> <p>Les alarmes sont transmises dans un délai de 24 h à un point de localisation où une action corrective peut être initiée.</p>	<p>12 années civiles</p>	<p>Vérifier que le trajet d’alarme transmet les signaux d’alarme jusqu’au point de localisation où les actions correctives peuvent être initiées.</p>
<p>Trajet d’alarme avec surveillance :</p> <p>Le point de localisation où une action corrective est prise 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 de localisation où une action corrective peut être initiée.</p>	<p>Aucun entretien périodique spécifié</p>	<p>Aucune.</p>

Tableau 3 Activités et intervalles d'entretien pour les systèmes de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) distribués		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
Tout relais de protection non surveillé n'ayant pas tous les attributs de surveillance d'une des catégories ci-dessous.	6 années civiles	Vérifier que les réglages sont tels que spécifiés. Pour les relais sans microprocesseur : <ul style="list-style-type: none"> mettre à l'essai et calibrer si nécessaire. Pour les relais à microprocesseur : <ul style="list-style-type: none"> vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au fonctionnement adéquat du <i>système de protection</i> ; vérifier la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
Relais de protection à microprocesseur surveillé avec les attributs suivants : <ul style="list-style-type: none"> Autodiagnostic interne et alarme (voir le tableau 2). Trois échantillonnages ou plus de l'onde de tension et/ou de courant par cycle de puissance, et conversion des échantillons en valeurs numériques pour les calculs de mesure par l'électronique du microprocesseur. Alarmes de défaillance d'alimentation électrique (voir le tableau 2).	12 années civiles	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> que les réglages sont tels que spécifiés; le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au fonctionnement adéquat du <i>système de protection</i>; la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
Relais de protection à microprocesseur surveillés avec les attributs de la ligne précédente et les suivants : <ul style="list-style-type: none"> Les mesures c.a. sont vérifiées continuellement par comparaison avec une source c.a. indépendante, avec alarme en cas d'erreur inacceptable. (voir 	12 années civiles	Vérifier seulement le fonctionnement des entrées et sorties du relais non surveillé qui sont essentielles au fonctionnement adéquat du <i>système de protection</i> ;

Tableau 3 Activités et intervalles d'entretien pour les systèmes de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) distribués		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
<p>le tableau 2).</p> <ul style="list-style-type: none"> Certaines ou toutes les entrées binaires ou d'état et les sorties de commande sont surveillées par un moyen qui confirme en permanence leur habileté à performer telles que conçues, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2). <p>Alarme en cas de changement de réglages (voir le tableau 2).</p>		
Dispositifs de détection de tension et/ou de courant associés à des systèmes UFLS ou UVLS.	12 années civiles	Vérifier que les valeurs de signal de courant et/ou de tension sont fournies aux relais de protection.
Alimentation c.c. de <i>système de protection</i> pour le déclenchement de dispositifs de coupure non BES utilisée uniquement pour un système UFLS ou UVLS.	12 années civiles	Vérifier la tension d'alimentation c.c. de <i>système de protection</i> .
Circuits de contrôle entre les relais de UFLS ou UVLS et dispositifs électromécaniques auxiliaires de verrouillage et/ou de déclenchement (à l'exclusion des bobines de déclenchement de dispositifs de coupure non BES).	12 années civiles	Vérifier le trajet entre le relais et le relais auxiliaire verrouillable et/ou le relais de déclenchement (y compris la logique de supervision essentielle).
Dispositifs électromécaniques auxiliaires de verrouillage et/ou de déclenchement associés uniquement à des systèmes UFLS ou UVLS (à l'exclusion de bobines de déclenchement de dispositifs de coupure non BES).	12 années civiles	Vérifier le fonctionnement électrique des relais électromécaniques auxiliaires verrouillables et/ou des dispositifs de déclenchement.
Circuits de contrôle entre les dispositifs électromécaniques auxiliaires de verrouillage et/ou de déclenchement et les dispositifs de coupure non BES de systèmes UFLS ou UVLS, ou entre des relais UFLS ou UVLS (sans interposition de dispositifs électromécaniques auxiliaires de verrouillage) et les dispositifs de coupure non BES (à l'exclusion de bobines de	Aucun entretien périodique spécifié	Aucune.

Tableau 3 Activités et intervalles d'entretien pour les systèmes de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) distribués		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
déclenchement de dispositifs de coupure non BES).		
Bobines de déclenchement de dispositifs de coupure non BES de systèmes UFLS ou UVLS.	Aucun entretien périodique spécifié	Aucune.

PRC-005 — Annexe A

Critères d'un programme d'entretien des systèmes de protection basé sur la performance

Objet : Établir un fondement technique pour l'utilisation initiale et en continu d'un *programme d'entretien des systèmes de protection* (PSMP) basé sur la performance.

Établir la justification technique pour l'utilisation initiale d'un PSMP basé sur la performance :

1. Dresser une liste avec une description des composants inclus dans chaque segment désigné de la population de composants de *système de protection*, avec une population minimale de 60 composants par segment.
2. Effectuer l'entretien des composants de chaque segment selon les intervalles de temps maximaux admissibles établis aux tableaux 1-1 à 1-5 et au tableau 3, jusqu'à obtenir des résultats d'activité d'entretien pour un minimum de 30 composants individuels du segment.
3. Documenter les activités et les résultats du programme d'entretien pour chaque segment, incluant les dates d'entretien et les événements dénombrables pour chaque composant inclus dans le 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 le segment subisse des événements dénombrables pour au plus 4 % des composants du segment, 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.

Segment – *Systèmes de protection ou 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. Une performance uniforme est attendue pour toute la population d'un segment. Un segment doit comporter au moins soixante (60) composants individuels.*

Événement dénombrable – *Une 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 et du tableau 3 qui requière une action corrective, ou tout fonctionnement incorrect attribué à une défaillance matérielle ou d'étalonnage. Les fonctionnements incorrects attribuables à des erreurs de conception de produit, à des erreurs de logiciel, à des réglages de relais différents des réglages spécifiés, à des erreurs de configuration de composants des systèmes de protection ou à des erreurs d'application de système de protection ne sont pas considérés comme des événements dénombrables.*

Maintenir la justification technique de l'utilisation en continu d'un PSMP basé sur la performance :

1. Au moins annuellement, mettre à jour la liste des composants et des segments de *système de protection* et/ou leur description si des changements surviennent dans le segment.
2. Effectuer l'entretien selon la plus élevée des valeurs suivantes : soit sur 5 % des composants (visés par le PSMP basé sur la performance) dans chaque segment, soit sur trois composants individuels du segment à chaque année.
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 le segment subisse des événements dénombrables pour au plus 4 % des composants du segment, 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.
5. Si les composants d'un segment de *système de protection* entretenu selon un PSMP basé sur la performance subissent 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 à l'intérieur de trois ans.

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 :** Entretien des systèmes de protection
2. **Numéro :** PRC-005-2
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles**

Aucune disposition particulière
 - 4.2. **Installations**
 - 4.2.1. *Systèmes de protection* qui sont installés dans le but de détecter des *défauts* sur les éléments du *réseau « Bulk »* (BPS) (lignes, barres, transformateurs, etc.).
 - 4.2.2. *Systèmes de protection* utilisés pour les systèmes de délestage de charge en sous-fréquence.
 - 4.2.3. *Systèmes de protection* utilisés pour les systèmes de délestage de charge en sous-tension installés pour prévenir l'effondrement ou l'instabilité de la tension du réseau pour la fiabilité du BPS.
 - 4.2.4. *Systèmes de protection* installés comme *automatismes de réseau* (SPS) pour la fiabilité du BPS. Les *automatismes de réseau* (SPS) sont ceux classés de type I ou II par le NPCC.
 - 4.2.5. *Systèmes de protection d'installations* de production qui font partie du BPS, incluant :
 - 4.2.5.1. Aucune disposition particulière.
 - 4.2.5.2. *Systèmes de protection* de transformateurs élévateurs de groupes de production qui font partie du BPS.
 - 4.2.5.3. *Systèmes de protection* de transformateurs raccordant une production combinée, là où la production combinée fait partie du BPS (par exemple, des transformateurs raccordant des installations comme des parcs éoliens au BPS).
 - 4.2.5.4. *Systèmes de protection* de services auxiliaires ou de transformateurs d'excitation raccordés aux barres de groupes de production qui font partie du BPS, qui agissent pour déclencher le groupe de production soit directement, soit par des relais de verrouillage ou des relais de déclenchement auxiliaires.
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 30 septembre 2016
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 30 septembre 2016
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec :

Norme PRC-005-2 — Entretien des systèmes de protection

Annexe QC-PRC-005-2

Dispositions particulières de la norme PRC-005-2 applicables au Québec

Exigences	Date d'entrée en vigueur au Québec
E1, E2 et E5	1 ^{er} janvier 2017
E3 et E4	Voir tableau ci-dessous

Intervalle d'entretien maximal (Tableaux 1 à 3)	Entretien requis (%)	Date de mise en application au Québec
1 an	100%	1 ^{er} janvier 2017
1 an à 2 ans	100%	1 ^{er} avril 2017
3 ans	30%	1 ^{er} avril 2017
	60%	1 ^{er} avril 2017
	100%	1 ^{er} avril 2018
6 ans	30%	1 ^{er} avril 2017
	60%	1 ^{er} avril 2019
	100%	1 ^{er} avril 2021
12 ans	30%	1 ^{er} avril 2019
	60%	1 ^{er} avril 2023
	100%	1 ^{er} avril 2027

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 la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Processus de surveillance et de mise en application des normes :

Aucune disposition particulière

1.3. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Norme PRC-005-2 — Entretien des systèmes de protection

Annexe QC-PRC-005-2

Dispositions particulières de la norme PRC-005-2 applicables au Québec

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Document de référence supplémentaire

Aucune disposition particulière

Tableau 1-1 à Tableau 1-5

Remplacer toutes les occurrences de l'expression « non-BES » par l'expression « non-BPS »

Tableau 2

Aucune disposition particulière

Tableau 3

Remplacer toutes les occurrences de l'expression « non-BES » par l'expression « non-BPS »

Annexe A

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	30 septembre 2016	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-019-1
- 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**
 1. 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) ;
 - 4.2.4** 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 :**
 - 5.1** Dans les territoires où une approbation réglementaire est nécessaire :
 - 5.1.1** Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *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 pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, 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 pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, 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 pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, 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 :

5.2.1 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux années civiles après l'adoption par le Conseil d'administration, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, 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'adoption par le Conseil d'administration, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 60 % de ses installations visées.

5.2.3 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre années civiles après l'adoption par le Conseil d'administration, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, 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'adoption par le Conseil d'administration, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié 100 % de ses installations visées.

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

service¹) avec les caractéristiques d'équipement pertinentes et les réglages pertinents des dispositifs et fonctions de *système de protection* appropriés. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

1.1 En supposant un fonctionnement normal de la boucle de régulation de tension et des condition 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 la non-conformité(VRF) : 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 service²) 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.

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.

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.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

L'*entité régionale* joue le rôle de responsable de la surveillance de l'application des normes (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 la 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 responsable de la surveillance de 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 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 responsable de la surveillance de l'application des normes 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 de mise en application des normes

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformités

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 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, 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, 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.

Norme PRC-019-1 – Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

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 NER.	Nouveau
1	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-019-1. (L'ordonnance entre en vigueur le 1 ^{er} juillet 2016)	

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 ;

Norme PRC-019-1 – Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

- 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 :

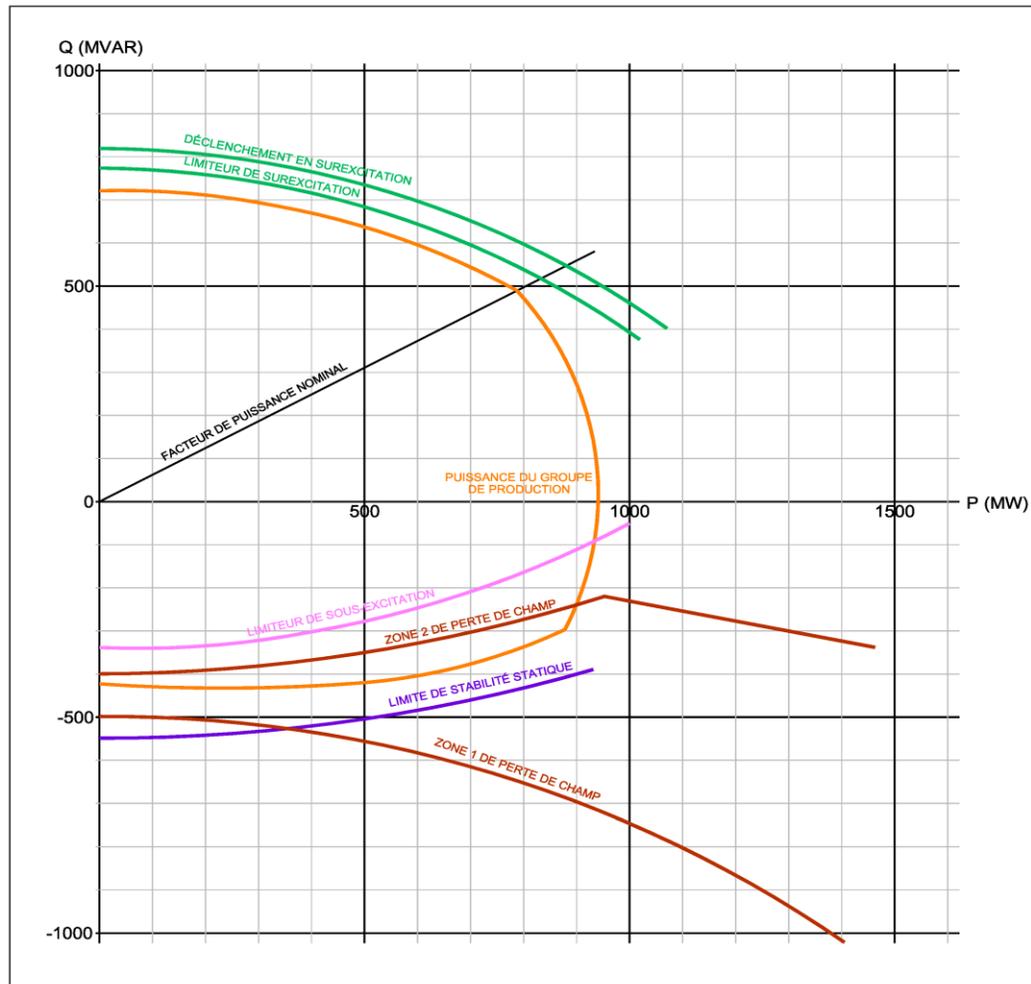
$$C = (X_d - X_s)/2$$

$$R = (X_d + X_s)/2$$

Norme PRC-019-1 – Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

Section G – Annexe 1

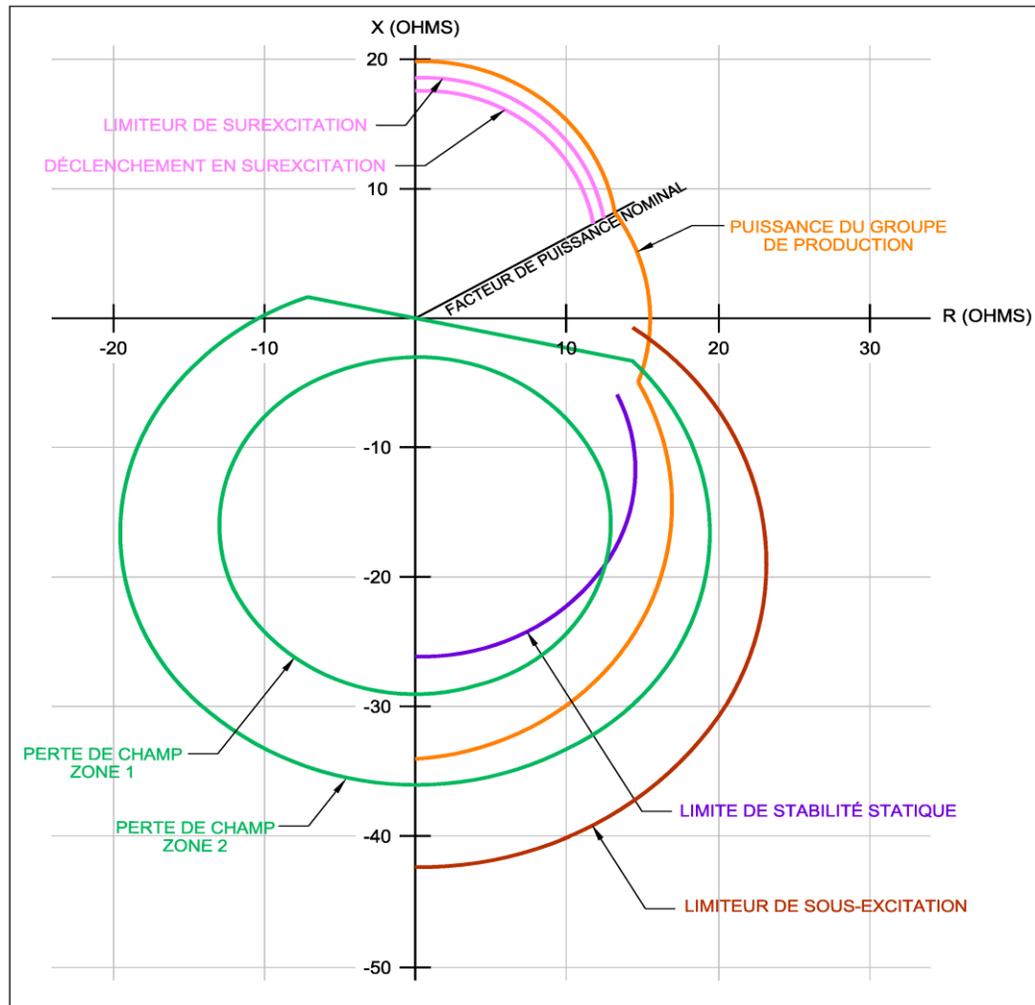
Exemple de caractéristiques et de valeurs de limiteurs et de dispositifs de protection sur un graphique P-Q à la tension et à la fréquence nominales



Norme PRC-019-1 – Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

Section G – Annexe 2

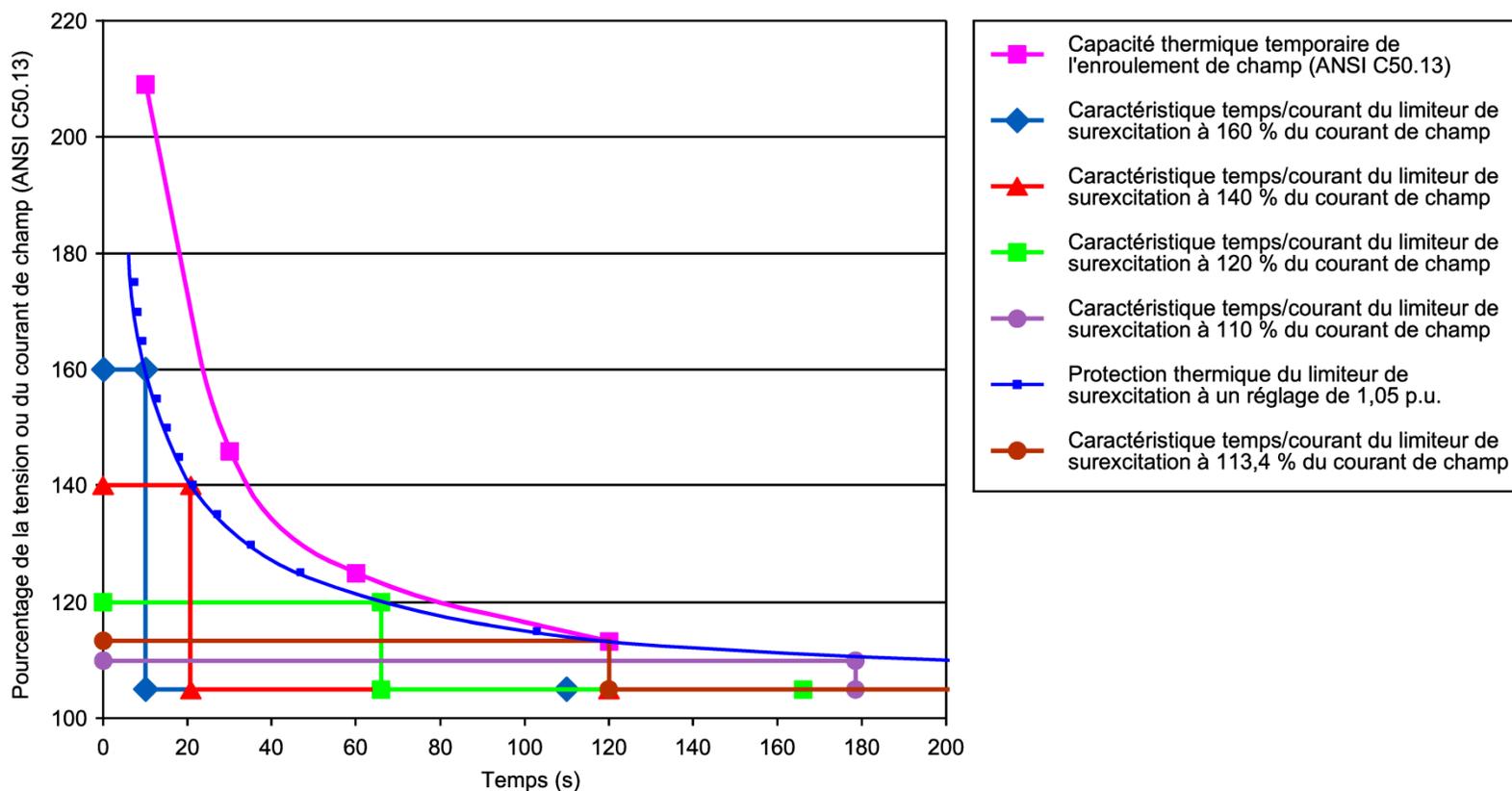
Exemple de caractéristiques et de valeurs de limiteurs et de dispositifs de protection sur un graphique R-X à la tension et à la fréquence nominales



Norme PRC-019-1 – Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

Section G – Annexe 3

Exemple de caractéristiques et de valeurs de limiteurs et de dispositifs de protection sur un graphique de temporisation



Norme PRC-019-1 — Coordination des caractéristiques des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

Annexe QC-PRC-019-1

Dispositions particulières de la norme PRC-019-1 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 caractéristiques des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production
2. **Numéro :** PRC-019-1
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles**
Aucune disposition particulière
 - 4.2. **Installations**
 - 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).
 - 4.2.4 Aucune disposition particulière
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 30 septembre 2016
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 30 septembre 2016
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec :

Date d'entrée en vigueur au Québec	Installations visées raccordées au RTP (toutes les exigences) (%)	Installations visées non raccordées au RTP (toutes les exigences) (%)
1 ^{er} octobre 2017	Au moins 40% des installations visées	Au moins 15% des installations visées
1 ^{er} octobre 2018	Au moins 60% des installations visées	Au moins 50% des installations visées
1 ^{er} octobre 2019	Au moins 80% des installations visées	Au moins 75% des installations visées
1 ^{er} octobre 2020	Au moins 100% des installations visées	Au moins 100% des installations visées

B. Exigences

Norme PRC-019-1 — Coordination des caractéristiques des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

Annexe QC-PRC-019-1

Dispositions particulières de la norme PRC-019-1 applicables au Québec

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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 de mise en application des normes :

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. Référence

Aucune disposition particulière

Section G-Annexe 1

Aucune disposition particulière

Section G-Annexe 2

Aucune disposition particulière

Section G-Annexe 3

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	30 septembre 2016	Nouvelle annexe	Nouvelle

Norme PRC-019-1 — Coordination des caractéristiques des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

Annexe QC-PRC-019-1

Dispositions particulières de la norme PRC-019-1 applicables au Québec

A. Introduction

1. **Titre :** Réglage de la tension et de la puissance réactive
2. **Numéro :** VAR-001-4.1
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'opérer dans les *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 suivants une demande.
- M1.** L'*exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives pour montrer 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 suivants une demande. Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, des courriels, des publications sur site Web et des procès-verbaux de réunion.
- E2.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit programmer des ressources réactives suffisantes pour régler la tension en conditions normales et de *contingence*. Les *exploitants de réseau de transport* peuvent fournir suffisamment de ressources réactives par divers moyens, incluant, mais sans s'y limiter, la programmation de production de puissance réactive, les manœuvres de lignes de transport et de ressources de puissance réactive, et les charges contrôlables. [*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 pour montrer qu'il a programmé des ressources réactives 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 et du flux 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 pour montrer que des mesures ont été prises pour exploiter des ressources capacitives et inductives en *temps réel* selon les besoins. Ces pièces justificatives peuvent comprendre 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.** L'*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 la transmission des 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 pour montrer 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 la transmission des 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 pour montrer 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 à 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, fixe 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*, pour 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 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 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 réactives suffisantes pour prévenir le dépassement d'une limite SOL.	L'exploitant de réseau de transport ne programme pas des ressources réactives 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 à 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 <i>puissance réactive</i> (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 <i>puissance réactive</i> (soit une plage ou une valeur cible avec une plage de tolérance) à tous les <i>exploitants d'installation de production</i> .	L'exploitant de réseau de transport ne fournit pas les programmes de tension ou de <i>puissance réactive</i> (soit une plage ou une valeur cible avec une plage de tolérance) à aucun des <i>exploitants d'installation de production</i> . ou L'exploitant de réseau de transport ne fournit pas à l'exploitant <i>d'installation de production</i> des exigences de notification en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de <i>puissance réactive</i> (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 la justification technique le délai accordé pour le changement de réglage de prise de transformateur élévateur de groupe de production.	Sans objet	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport ne fournit pas la justification technique et le délai accordé pour le changement de réglage de prise de transformateur élévateur 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 émettre 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.

Mesures¹

- 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 autres documentations 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 autres documentations 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 autres documentations 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 suivants 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 autres documentations 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 autres documentations 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 autres documentations datés.

Niveaux de gravité de la non-conformité

E#	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E.A.13	Pour la période précisée, <i>l'exploitant de réseau de transport</i> n'a pas publié un des programmes de tension indiqués à l'exigence E.A.13 pour au moins une ressource de production, mais inférieur ou égal à 5 % des ressources de production en service et faisant partie du <i>BES</i> dans la zone de <i>l'exploitant de réseau de transport</i> .	Pour la période précisée, <i>l'exploitant de réseau de transport</i> n'a pas publié un des programmes de tension indiqués à l'exigence E.A.13 pour des ressources de production à plus de 5 %, mais inférieur ou égal à 10 % des ressources de production en service et faisant partie du <i>BES</i> dans la zone de <i>l'exploitant de réseau de transport</i> .	Pour la période précisée, <i>l'exploitant de réseau de transport</i> n'a pas publié un des programmes de tension indiqués à l'exigence E.A.13 pour des ressources de production à plus de 10 %, mais inférieur ou égal à 15 % des ressources de production en service et faisant partie du <i>BES</i> dans la zone de <i>l'exploitant de réseau de transport</i> .	Pour la période précisée, <i>l'exploitant de réseau de transport</i> n'a pas publié 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 en service et faisant partie du <i>BES</i> dans la zone de <i>l'exploitant de réseau de transport</i> .
E.A.14	<i>L'exploitant de réseau de transport</i> n'a pas fourni un point de référence de programme de tension pour au moins une ressource de production, mais inférieur ou égal à 5 % des ressources de production dans la zone de <i>l'exploitant de réseau de transport</i> .	<i>L'exploitant de réseau de transport</i> n'a pas fourni un point de référence de programme de tension pour plus de 5 %, mais inférieur ou égal à 10 % des ressources de production dans la zone de <i>l'exploitant de réseau de transport</i> .	<i>L'exploitant de réseau de transport</i> n'a pas fourni un point de référence de programme de tension pour plus de 10 %, mais inférieur ou égal à 15 % des ressources de production dans la zone de <i>l'exploitant de réseau de transport</i> .	<i>L'exploitant de réseau de transport</i> n'a pas précisé un point de référence de programme de tension pour plus de 15 % des ressources de production dans la zone de <i>l'exploitant de réseau de transport</i> .

E#	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E.A.15	<i>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 pour moins de 25 % des programmes de tension.</i>	<i>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 pour 25 %, mais moins de 50 % des programmes de tension.</i>	<i>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 pour 50 %, mais moins de 75 % des programmes de tension.</i>	<i>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 pour 75 % ou plus des programmes de tension.</i>
E.A.16	<i>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.</i>	<i>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.</i>	<i>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.</i>	<i>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.</i>

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 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 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

Directives d'application

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	1 ^{er} 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 « <i>propriétaires d'installation de production</i> » et d'« <i>exploitants d'installation de production</i> » à la section Applicabilité	Erratum
1	23 août 2007	Suppression de « <i>propriétaires d'installation de production</i> » et d'« <i>exploitants d'installation de production</i> » 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	Emission d'une ordonnance de la FERC approuvant l'inclusion des <i>responsables de l'approvisionnement</i> et de la <i>charge modulable</i> 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	1 ^{er} août 2014	Émission d'une 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 <i>puissance réactive</i>	Erratum
4.1	13 novembre 2015	Emission d'une ordonnance de la FERC approuvant l'erratum à la norme VAR-001-4.1. Dossier RD15-6-000.	Erratum

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-001-4.1

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 au Québec :**

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 30 septembre 2016

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 30 septembre 2016

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

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 faire 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 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 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 d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	30 septembre 2016	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-002-3
- 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**

La norme entre 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 VAR-002-3 entre 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.** *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 (avec le régulateur de tension automatique en fonction et réglant la tension) ou dans un mode de régulation différent tel que prescrit par 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 la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]*
- le groupe de production fonctionne en mode de démarrage¹, de mise à l'arrêt² ou d'essai, conformément à une communication en *temps réel* ou à une procédure soumise 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 permettant de montrer qu'il a avisé son exploitant de réseau de transport correspondant chaque fois qu'il n'a pas pu exploiter un groupe de production en mode de réglage automatique de tension ou dans un mode de régulation différent, dans les situations indiquées à l'exigence E1. Si un groupe de production est démarré ou mis à l'arrêt sans réglage automatique de tension 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 permettant de montrer qu'il a avisé l'exploitant de réseau de transport de sa procédure d'établissement du mode de régulation de tension automatique conformément à l'exigence E1. Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, un document daté attestant la transmission de la procédure, telles qu'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 permettant de montrer que le groupe de production est exempté d'être en mode de régulation de tension automatique (avec le régulateur de tension automatique en service et réglant la tension).*

-
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.

- 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* ; ou autrement, il doit satisfaire aux exigences de notification en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant de réseau de transport*. [*Facteur de risque de la 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 permettant de montrer que le groupe de production a maintenu le programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant de réseau de transport*, ou doit avoir des pièces justificatives permettant de montrer que les exigences de notification des écarts par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* ont été suivies. 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 fourchette 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 permettant de montrer 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* imposé 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 permettant de montrer qu'il s'est conformé à la demande de l'*exploitant de réseau de transport* de modifier sa 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 des journaux d'exploitation, des données SCADA ou des relevés téléphoniques.

Aux fins de l'alinéa 2.3, pour les *exploitants d'installation de production* qui ne surveillent pas la tension au point prescrit par le programme de tension, l'*exploitant d'installation de production* 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 la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M3.** L'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives permettant de montrer 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 a été 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 puissance réactive. [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M4.** L'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives permettant de montrer 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 l'état est rétabli 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 la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : exploitation en temps réel*].
- 5.1.** Pour les transformateurs élévateurs de tension et les transformateurs auxiliaires 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 permettant de montrer qu'il a fourni à son *exploitant de réseau de transport* et à son *planificateur de réseau de transport* correspondant les renseignements sur ses transformateurs élévateurs et les transformateurs auxiliaires prescrits à l'exigence 5, alinéas 5.1.1 à 5.1.3 à l'intérieur de 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 la 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* avoir les pièces justificatives permettant de montrer 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. S'il n'a pas pu exécuter les modifications demandées, le *propriétaire d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il en a avisé son *exploitant de réseau de transport*, conformément à l'exigence R6.1.

C. 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 » 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 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 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 l'audit le plus récent.

Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver la dernière 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 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 les résultats de 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	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 chacun de groupes de production raccordés au réseau de transport interconnecté en mode de réglage de tension automatique ou dans un mode de réglage différent tel que prescrit par l'exploitant de réseau de transport, et 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 respecté le programme de tension ou de puissance réactive tel qu'ordonné par l'exploitant de réseau de transport, et 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

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						<p>régulateur de tension automatique en service, et l'entité responsable n'a pas utilisé d'un autre moyen pour respecter le programme de tension.</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant d'installation de production n'a pas modifié la tension tel qu'ordonné, et l'entité responsable n'a pas fourni d'explication.</p>
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.

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	Exploitation en temps réel	Faible	Sans objet	Sans objet	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a omis de fournir à son <i>exploitant de réseau de transport</i> correspondant et à son <i>planificateur de réseau de transport</i> un des types de données prescrits à l'exigence 5, alinéas 5.1.1, 5.1.2 et 5.1.3.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a omis de fournir à son <i>exploitant de réseau de transport</i> correspondant et à son <i>planificateur de réseau de transport</i> au moins deux des types de données prescrits à l'exigence 5, alinéas 5.1.1, 5.1.2 et 5.1.3.

E#	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	<p><i>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.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de production n'a pas modifié les réglages de prise et le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni de justification technique pour expliquer pourquoi il ne pouvait pas se conformer aux spécifications de l'exploitant de réseau de transport.</i></p>

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1 ^{er} 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 1 ^{er} 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 août 2012	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. Émission d'une ordonnance de la FERC approuvant la norme VAR-002-2b. Adoption par le Conseil d'administration.	Révision

Norme VAR-002-3 — Exploitation des groupes de production en vue du maintien des programmes de tension du réseau

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
2b	16 avril 2013	Émission d'une ordonnance de la FERC approuvant la norme VAR-002-2b	
3	6 mai 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	
3	1 ^{er} août 2014	Émission d'une ordonnance de la FERC approuvant la norme VAR-002-3	

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 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 au 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, une nouvelle alinéa 2.3 précise que chaque GOP peut surveiller la tension au moyen de l'équipement de ses installations existantes.

Méthodologie 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 réglage 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

Directives d'application

tension automatique du GOP, 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 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 de la 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 impose 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'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 d'affecter 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. L'information de 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'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 d'affecter la puissance réactive produite par le groupe.

Norme VAR-002-3 — Exploitation des groupes de production en vue du maintien des programmes de tension sur le réseau

Annexe QC-VAR-002-3

Dispositions particulières de la norme VAR-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 :** Exploitation des groupes de production en vue du maintien des programmes de tension sur le réseau
2. **Numéro :** VAR-002-3
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 : 30 septembre 2016
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 30 septembre 2016
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1^{er} janvier 2017

B. Exigences et mesures

Dispositions particulières applicables à l'exigence E2 :

- Pour les *exploitants d'installation de production* qui ne sont pas *propriétaires d'installation de transport* :

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* (compte tenu de la capacité de chaque *installation de production*), à la sortie de ses centrales afin de maintenir la tension du *réseau de transport principal* dans les plages prescrites, ou autrement, il doit satisfaire aux exigences de notification en cas d'écarts par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* fournit par l'*exploitant de réseau de transport*.
- Pour les *exploitants d'installation de production* qui sont aussi *propriétaires d'installation de transport* :

Sauf si l'*exploitant de réseau de transport* l'en a exempté, chaque *exploitant d'installation de production* qui est également *propriétaire d'installation de*

Annexe QC-VAR-002-3

Dispositions particulières de la norme VAR-002-3 applicables au Québec

transport doit maintenir le programme de tension ou de *puissance réactive* (compte tenu de la capacité de chaque *installation* de production), aux points de raccordement de son réseau avec celui d'un tiers afin de maintenir la tension du *réseau de transport principal* dans les plages prescrites, ou autrement, il doit satisfaire aux exigences de notification en cas d'écarts par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* fournit 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 les exigences E5, E5.1, E5.1.1, E5.1.2, E5.1.3, E6 et E6.1 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 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 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

Norme VAR-002-3 — Exploitation des groupes de production en vue du maintien des programmes de tension sur le réseau

Annexe QC-VAR-002-3

Dispositions particulières de la norme VAR-002-3 applicables au Québec

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	30 septembre 3016	Nouvelle annexe	Nouvelle

