

Normes de fiabilité (version française)

A. Introduction

1. **Titre :** Déclaration des événements
2. **Numéro :** EOP-004-4
3. **Objet :** Améliorer la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* en exigeant la déclaration des événements par les entités responsables.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :** Aux fins des exigences et de l'annexe 1 de la présente norme EOP-004, les entités fonctionnelles suivantes seront désignées collectivement par le terme « entité responsable ».
 - 4.1.1. *Coordonnateur de la fiabilité*
 - 4.1.2. *Responsable de l'équilibrage*
 - 4.1.3. *Propriétaire d'installation de transport*
 - 4.1.4. *Exploitant de réseau de transport*
 - 4.1.5. *Propriétaire d'installation de production*
 - 4.1.6. *Exploitant d'installation de production*
 - 4.1.7. *Distributeur*
5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre de la norme EOP-004-4.

B. Exigences et mesures

- E1.** Chaque entité responsable doit avoir un *plan d'exploitation* de déclaration des événements conforme à l'annexe 1 de la norme EOP-004-4 qui inclut le ou les protocoles de déclaration à l'organisme de fiabilité électrique et aux autres organismes (par exemple l'*entité régionale*, le personnel de l'entreprise, le *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, les autorités policières ou l'instance gouvernementale pertinente). [*Facteur de risque de non-conformité : faible*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]
- M1.** Chaque entité responsable doit avoir un *plan d'exploitation* de déclaration des événements daté qui inclut le ou les protocoles et chaque organisation désignée pour recevoir une déclaration des événements pour les types d'événement spécifiés à l'annexe 1 de la norme EOP-004-4 et en conformité avec l'entité responsable de la déclaration.
- E2.** Chaque entité responsable doit déclarer les événements spécifiés à l'annexe 1 de la norme EOP-004-4 aux entités spécifiées dans son *plan d'exploitation* de déclaration des événements dans les 24 heures suivant la connaissance de l'atteinte du seuil de déclaration prescrit pour le type d'événement ou au plus tard à la fin du jour ouvrable suivant de l'entité responsable (c'est-à-dire 16 h heure locale). [*Facteur de risque de non-conformité : moyen*] [*Horizon : évaluation des activités d'exploitation*]

- M2.** Chaque entité responsable doit avoir des pièces justificatives de déclaration d'un événement aux entités spécifiées dans son *plan d'exploitation* de déclaration des événements, soit une copie du formulaire de l'annexe 2 de la norme EOP-004-4 dûment rempli ou un formulaire DOE OE-417 ; elle doit aussi avoir une pièce justificative de transmission (par exemple un journal d'exploitation ou un autre document d'exploitation, un enregistrement vocal, un courriel ou une confirmation de télécopie) attestant que la déclaration de l'événement a été transmise dans les 24 heures suivant l'atteinte du seuil de déclaration prescrit pour le type d'événement ou au plus tard à la fin du jour ouvrable suivant de l'entité responsable (c'est-à-dire 16 h heure locale).

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

L'entité responsable doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité selon les indications ci-dessous, à moins que son CEA lui ordonne de conserver des pièces justificatives spécifiques pour une plus longue période dans le cadre d'une enquête :

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

- Chaque entité responsable doit conserver le *plan d'exploitation* courant ainsi que chaque version produite depuis le dernier audit aux fins de l'exigence E1 et de la mesure M1.
- Chaque entité responsable doit conserver une pièce justificative de sa conformité depuis le dernier audit aux fins de l'exigence E2 et de la mesure M2.

Si une entité responsable est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à la non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période spécifiée ci-dessus, selon la période la plus longue.

Le CEA doit conserver les dossiers du dernier audit et tous les dossiers d'audit demandés et présentés subséquemment.

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

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

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	L'entité responsable avait un <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements, mais celui-ci omettait un type d'événement pertinent.	L'entité responsable avait un <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements, mais celui-ci omettait deux types d'événement pertinents.	L'entité responsable avait un <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements, mais celui-ci omettait trois types d'événement pertinents.	L'entité responsable avait un <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements, mais celui-ci omettait au moins quatre types d'événement pertinents. OU L'entité responsable n'avait pas de <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements.
E2	L'entité responsable a transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires prescrits, mais avec un retard d'au plus 24 h après l'échéance. OU L'entité responsable n'a pas transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à une des entités spécifiées dans son <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements dans un délai de 24 h	L'entité responsable a transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires prescrits, mais avec un retard de plus de 24 h et d'au plus 48 h après l'échéance. OU L'entité responsable n'a pas transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à deux des entités spécifiées dans son <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements dans un délai de 24 h	L'entité responsable a transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires prescrits, mais avec un retard de plus de 48 h et d'au plus 72 h après l'échéance. OU L'entité responsable n'a pas transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à trois des entités spécifiées dans son <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements dans un délai de 24 h	L'entité responsable a transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires prescrits, mais avec un retard de plus de 72 h après l'échéance. OU L'entité responsable n'a pas transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à au moins quatre des entités spécifiées dans son <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements dans un délai de 24 h

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	Faible	Modéré	Élevé	Critique
	ou avant la fin du jour ouvrable suivant, selon le cas.	ou avant la fin du jour ouvrable suivant, selon le cas.	ou avant la fin du jour ouvrable suivant, selon le cas.	ou avant la fin du jour ouvrable suivant, selon le cas. OU L'entité responsable n'a pas transmis de déclaration pour un événement spécifié à l'annexe 1 de la norme EOP-004-4.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

[Lien](#) vers le plan de mise en œuvre et d'autres documents connexes importants.

EOP-004 – Annexe 1 : Événements à déclarer

REMARQUE : Lorsque les conditions sont défavorables (par exemple, des conditions météorologiques sévères, des événements multiples, etc.), il peut être impossible de déclarer les dommages causés par un événement et de produire une déclaration d'événement par écrit à l'intérieur du délai de la norme. Dans de tels cas, l'entité responsable touchée doit aviser les intervenants conformément à l'exigence E2 et fournir toute l'information dont elle dispose au moment de la notification. Soumettre les déclarations à l'ERO de l'une ou l'autre des façons suivantes : courriel (systemawareness@nerc.net), télécopieur (404 446-9770) ou téléphone (404 446-9780, option 1).

Soumettre l'annexe 2 de la norme EOP-004 (ou DOE OE-417) conformément aux exigences E1 et E2.

Justification de l'annexe 1

Abaissement de la tension dans tout le réseau par suite d'une *urgence* sur le *BES* – Le TOP assure l'exploitation du réseau et est la seule entité en mesure de mettre en œuvre un abaissement de la tension dans tout le réseau.

Perte totale des moyens de *communication interpersonnelle* et des moyens de *communication interpersonnelle de rechange* dans son centre de contrôle du *BES* comptant du personnel – Afin d'harmoniser la norme EOP-004-4 avec la norme COM-001-2.1. La norme COM-001-2.1 emploie le terme *communication interpersonnelle*, défini ainsi dans le glossaire de la NERC : « Tout moyen de communication par lequel au moins deux personnes peuvent interagir, se consulter ou échanger de l'information. » Le glossaire de la NERC définit ainsi le terme *communication interpersonnelle de rechange* : « Toute *communication interpersonnelle* pouvant servir de solution de rechange à la *communication interpersonnelle* normalement utilisée pour l'exploitation courante, mais n'utilisant pas la même infrastructure ou le même moyen de communication. »

Perte totale des capacités de surveillance ou de contrôle d'un centre de contrôle du *BES* – Reformulation en « Perte totale des capacités de surveillance ou de contrôle dans son centre de contrôle du *BES* comptant du personnel pendant au moins 30 minutes sans interruption » afin de clarifier le « seuil de déclaration » et d'assurer une meilleure concordance avec le processus d'analyse d'événement de l'ERO.

EOP-004-4 — Déclaration des événements

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Dommage ou destruction d'une <i>installation</i>	RC, BA, TOP	Dommage ou destruction d'une <i>installation</i> dans sa <i>zone de fiabilité</i> , dans sa <i>zone d'équilibrage</i> ou dans la <i>zone d'exploitant de réseau de transport</i> , qui entraîne une ou des actions visant à éviter une <i>urgence sur le système de production-transport d'électricité (BES)</i> .
Dommage ou destruction de son <i>installation</i>	TO, TOP, GO, GOP, DP	Dommage ou destruction de son <i>installation</i> , découlant d'une action humaine délibérée avérée ou présumée. Il n'est pas nécessaire de déclarer un vol, sauf s'il compromet l'exploitation normale de l' <i>installation</i> .
Menaces physiques à son <i>installation</i>	TO, TOP, GO, GOP, DP	Menace physique à son <i>installation</i> , à l'exclusion des menaces liées à une catastrophe naturelle ou aux conditions météorologiques, qui a le potentiel de compromettre l'exploitation normale de l' <i>installation</i> . OU Dispositif suspect ou activité suspecte dans son <i>installation</i> .
Menaces physiques à son centre de contrôle du <i>BES</i>	RC, BA, TOP	Menace physique à son centre de contrôle du <i>BES</i> , à l'exclusion des menaces liées à une catastrophe naturelle ou aux conditions météorologiques, qui ont le potentiel de compromettre l'exploitation normale du centre de contrôle. OU Dispositif suspect ou activité suspecte dans son centre de contrôle du <i>BES</i> .
Appel au public pour réduire la charge par suite d'une <i>urgence</i> sur le <i>BES</i>	BA	Appel au public pour réduire la charge afin de maintenir la continuité du <i>BES</i> .
Abaissement de la tension dans tout le réseau par suite d'une <i>urgence</i> sur le <i>BES</i>	TOP	Abaissement de tension sur tout le réseau de 3 % ou plus.
Délestage de charge ferme par suite d'une <i>urgence</i> sur le <i>BES</i>	RC, BA ou TOP initiateur	Délestage (manuel ou automatique) de charge ferme ≥ 100 MW.

EOP-004-4 — Déclaration des événements

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Excursion de tension dans une <i>installation</i> par suite d'une <i>urgence</i> sur le <i>BES</i>	<i>TOP</i>	Excursion d'au moins 10 % de la tension nominale pendant ≥ 15 minutes sans interruption.
Perte non maîtrisée de charge ferme par suite d'une <i>urgence</i> sur le <i>BES</i>	<i>BA, TOP, DP</i>	Perte non maîtrisée de charge ferme pendant ≥ 15 minutes, attribuable à un seul incident : ≥ 300 MW pour les entités dont la demande de pointe de l'année précédente est $\geq 3\ 000$; OU ≥ 200 MW pour toutes les autres entités.
Séparation du réseau (îlotage)	<i>RC, BA, TOP</i>	Chaque séparation entraînant la formation d'un îlot de ≥ 100 MW.
Perte de production	<i>BA</i>	Perte de production totale, à l'intérieur d'une minute, de : $\geq 2\ 000$ MW dans l' <i>Interconnexion</i> de l'Est, de l'Ouest et du Québec ; OU $\geq 1\ 400$ MW dans l' <i>Interconnexion</i> ERCOT. La perte de production est utilisée pour déclarer des <i>indisponibilités forcées</i> et non des situations météorologiques ou l'indisponibilité d'une source d'énergie pour une <i>ressource de production décentralisée</i> .
Perte totale de l'alimentation électrique externe d'une centrale nucléaire (alimentation par le réseau)	<i>TO, TOP</i>	Perte totale de l'alimentation électrique externe affectant une centrale nucléaire en production selon les <i>exigences relatives à l'interface de centrale nucléaire</i> .

EOP-004-4 — Déclaration des événements

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Perte de transport	<i>TOP</i>	Perte imprévue dans sa zone, contraire à la conception, de trois <i>installations</i> du <i>BES</i> ou plus causée par une perturbation commune (à l'exclusion d'un réenclenchement automatique réussi).
Évacuation imprévue de son centre de contrôle du <i>BES</i>	<i>RC, BA, TOP</i>	Évacuation imprévue de son installation de centre de contrôle du <i>BES</i> pour une durée continue de 30 minutes ou plus.
Perte totale des moyens de <i>communication interpersonnelle</i> et des moyens de <i>communication interpersonnelle de rechange</i> dans son centre de contrôle du <i>BES</i> comptant du personnel	<i>RC, BA, TOP</i>	Perte totale des moyens de <i>communication interpersonnelle</i> et des moyens de <i>communication interpersonnelle de rechange</i> dans son centre de contrôle du <i>BES</i> comptant du personnel pour une durée continue de 30 minutes ou plus.
Perte totale des capacités de surveillance ou de contrôle dans son centre de contrôle du <i>BES</i> comptant du personnel	<i>RC, BA, TOP</i>	Perte totale de capacité de surveillance ou de contrôle dans son centre de contrôle du <i>BES</i> comptant du personnel pour une durée continue de 30 minutes ou plus.

EOP-004 – Annexe 2 : Formulaire de déclaration des événements

EOP-004 – Annexe 2 : Formulaire de déclaration des événements

Utiliser ce formulaire pour déclarer les événements. L'organisme de fiabilité électrique (ERO) acceptera le formulaire DOE OE-417 au lieu de ce formulaire si l'entité est obligée de soumettre un rapport OE-417.

Soumettre les déclarations à l'ERO de l'une ou l'autre des façons suivantes : courriel (systemawareness@nerc.net), télécopieur (404 446-9770) ou téléphone (404 446-9780, option 1). Transmettre aussi le formulaire aux autres organisations visées par l'exigence E1 : « ... (par exemple l'entité régionale, le personnel de l'entreprise, le *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, les autorités policières ou l'instance gouvernementale pertinente). »

Tâche		Commentaires
1.	L'entité remplissant la déclaration doit inclure : Nom de l'entreprise : Nom de la personne à contacter : Adresse courriel de la personne à contacter : Numéro de téléphone : Soumise par (nom) :	
2.	Date et heure de l'événement constaté Date (aaaa-mm-jj) : Heure (hh:mm) : Fuseau horaire :	
3.	L'événement a-t-il eu son origine sur votre réseau ?	Oui <input type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Inconnu <input type="checkbox"/>
4.	Identification et description de l'événement :	
	(Cocher la case appropriée) <input type="checkbox"/> Dommages à une <i>installation</i> ou destruction d'une <i>installation</i> <input type="checkbox"/> Menace physique à son <i>installation</i> <input type="checkbox"/> Menace physique à son centre de contrôle du <i>BES</i> <input type="checkbox"/> <i>Urgence</i> sur le <i>BES</i> : <input type="checkbox"/> délestage de charge ferme <input type="checkbox"/> appel au public pour réduire la charge <input type="checkbox"/> abaissement de la tension dans tout le réseau <input type="checkbox"/> excursion de tension dans une <i>installation</i> <input type="checkbox"/> perte non maîtrisée de charge ferme <input type="checkbox"/> Séparation du réseau (ilôtage)	Description écrite (facultative) :

<ul style="list-style-type: none"><input type="checkbox"/> Perte de production<input type="checkbox"/> Perte totale de l'alimentation électrique externe d'une centrale nucléaire (alimentation par le réseau)<input type="checkbox"/> Perte de transport<input type="checkbox"/> Évacuation imprévue de son centre de contrôle du <i>BES</i><input type="checkbox"/> Perte totale des moyens de <i>communication interpersonnelle</i> et des moyens de <i>communication interpersonnelle de rechange</i> à son centre de contrôle du <i>BES</i> comptant du personnel<input type="checkbox"/> Perte totale des capacités de surveillance ou de contrôle à son centre de contrôle du <i>BES</i> comptant du personnel.	
---	--

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
2		Fusion des normes CIP-001-2a, Signalement des actes de sabotage, et EOP-004-1, Déclaration des perturbations, pour créer la norme EOP-004-2, Déclaration des événements ; retrait des normes CIP-001-2a, Signalement des actes de sabotage, et EOP-004-1, Déclaration des perturbations	Révision de l'ensemble de la norme (projet 2009-01)
2	7 novembre 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	
2	20 juin 2013	Approbation par la FERC	
3	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Remplacement dans la version anglaise des termes « Special Protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »
3	19 novembre 2015	Ordonnance de la FERC approuvant la norme EOP-004-3, dossier RM15-13-000	
4	9 février 2017	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
4	18 janvier 2018	Ordonnance de la FERC approuvant la norme EOP-004-4, dossier RM17-12-000	

Principes directeurs et justification technique

Déclarations multiples par une même organisation

Pour les entités inscrites au titre de multiples fonctions, on considère que ces entités n'ont à transmettre qu'une seule déclaration par événement. Par exemple, si une entité est inscrite comme *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau de transport*, elle n'a à transmettre qu'une seule déclaration pour un événement donné plutôt que trois déclarations à titre d'entités différentes.

Déclaration auprès des autorités policières

L'objectif de fiabilité de la norme EOP-004-4 est de renforcer la fiabilité du *BES* en rendant obligatoire la déclaration d'événements par les entités responsables. Certaines indisponibilités, dues notamment à des actes de vandalisme ou de terrorisme, ne sont pas raisonnablement évitables ; ce sont ces types d'événement qu'il faut déclarer aux autorités policières. Les entités comptent sur les corps policiers pour intervenir et enquêter sur les événements qui ont le potentiel de toucher une portion plus étendue du *BES*. L'obligation de déclaration auprès des autorités policières sous-tend les principes de fiabilité du *BES*, en l'occurrence la protection contre les attentats. Une vigilance efficace à l'endroit des menaces environnantes est essentielle à une exploitation et à une planification propres à atténuer les risques potentiels pour le *BES*.

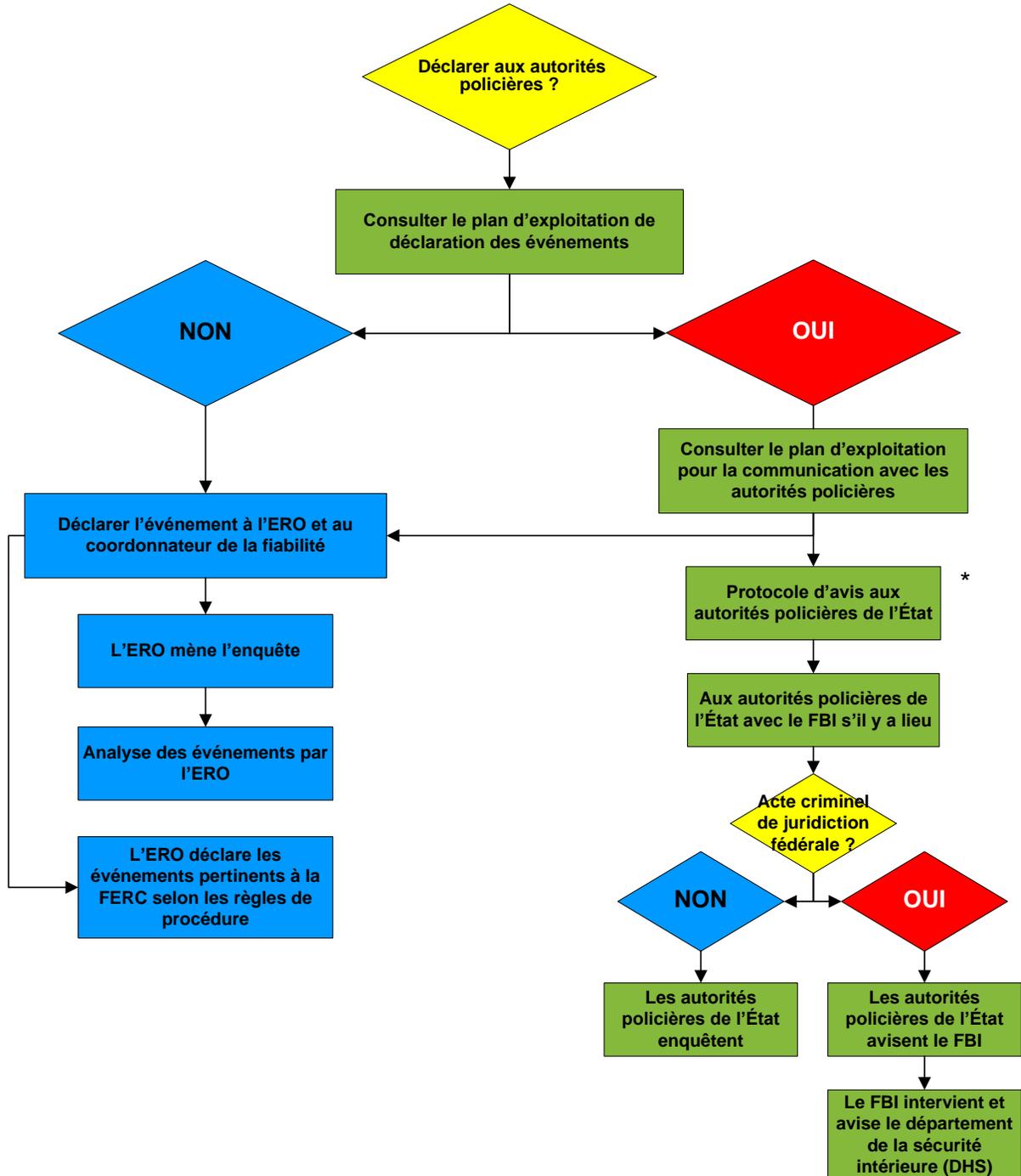
Parties concernées par le processus de déclaration

- Acteurs de l'industrie
- NERC (ERO), *entité régionale*
- Federal Energy Regulatory Commission (FERC)
- Département de l'Énergie (DOE)
- Nuclear Regulatory Commission (NRC)
- Département de la Sécurité intérieure (DHS) (échelon fédéral)
- Services de la Sécurité intérieure (échelon des États)
- Organismes de réglementation des États
- Autorités policières locales
- Autorités policières d'État ou provinciales
- Federal Bureau of Investigation (FBI)
- Gendarmerie royale du Canada (GRC)

Les parties ci-dessus sont concernées par une déclaration, une communication et une intervention dans les meilleurs délais en cas d'incident à une *installation*. Ces parties concernées ont divers niveaux de responsabilité et ont un intérêt direct dans les mesures de protection et d'intervention visant à assurer la fiabilité du *BES*.

Exemple d'un processus de déclaration comprenant les autorités policières

Entité touchée par un événement de l'annexe 1



* Les entités canadiennes suivront les protocoles des autorités policières applicables à leur territoire.

Utilisations potentielles de l'information déclarée

La connaissance générale de la situation, la corrélation des données, la recherche de tendances et la détermination des événements d'intérêt à analyser en vue d'une déclaration possible dans le cadre du processus d'analyse d'événement de l'ERO sont quelques-unes des utilisations potentielles de l'information déclarée en vertu de cette norme. Celle-ci oblige les entités fonctionnelles à déclarer les incidents et à fournir l'information connue au moment de la déclaration. La collecte de données supplémentaires nécessaires pour l'analyse est décrite dans le programme d'analyse des événements de l'ERO et dans les règles de procédure de la NERC. Les [règles de procédure de la NERC \(section 800\)](#) donnent un aperçu des responsabilités de l'ERO relativement à l'analyse et à la diffusion de l'information pour la fiabilité. Les agences ayant compétence (qui peuvent inclure le DHS, le FBI, la NERC, les RE, la FERC, les instances provinciales de réglementation et le DOE) ont d'autres tâches et responsabilités.

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
EOP-004-4 – Déclaration des événements**

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

A. Introduction

1. **Titre :** Aucune disposition particulière
2. **Numéro :** Aucune disposition particulière
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles**
Aucune disposition particulière
 - 4.2. **Installations**
Les installations visées par cette norme sont les installations du *réseau de transport principal (RTP)*.
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX
 - 5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe : XX mois 20XX

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**
 - 1.1. **Responsable des mesures pour assurer la conformité**

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

Aucune disposition particulière
 - 1.3. **Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes**

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

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Annexe EOP-004-4-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme EOP-004-4 – Déclaration des événements

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

EOP-004 – Annexe 1 : Événements à déclarer

Remplacer *BES* par *RTP*.

EOP-004 – Annexe 2 : Formulaire de déclaration des événements

Remplacer *BES* par *RTP*.

Principes directeurs et justification technique

Remplacer *BES* par *RTP*.

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	XX mois 201X	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification
2. **Numéro :** FAC-010-3
3. **Objet :** Donner l'assurance que les *limites d'exploitation du réseau (SOL)* considérées pour planifier un fonctionnement fiable du *système de production-transport d'électricité (BES)* sont établies selon une ou des méthodes bien définies.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. *Responsable de la planification*
5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre pour la définition révisée du terme *automatisme de réseau*.

B. Exigences

- E1. Le *responsable de la planification* doit avoir une méthode documentée d'établissement des *limites d'exploitation du réseau (SOL)* dans sa zone de planification. Cette méthode doit :
 - E1.1. s'appliquer aux *SOL* à définir pour l'horizon de planification ;
 - E1.2. stipuler que les *SOL* ne doivent pas dépasser les *caractéristiques assignées des installations* concernées ;
 - E1.3. expliquer comment déterminer le sous-ensemble des *SOL* qui constitue les *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)*.
- E2. La méthode du *responsable de la planification* doit spécifier que les *SOL* définies doivent permettre au *BES* de fonctionner conformément à ce qui suit :
 - E2.1. Dans son état de précontingence et lorsque toutes les *installations* sont en service, le *BES* doit être stable en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension, toutes les *installations* doivent fonctionner selon leurs *caractéristiques assignées*, sans dépassement de leurs limites thermiques et de leurs limites de tension et de stabilité. Dans l'établissement des *SOL*, l'état du *BES* considéré doit être celui où il fonctionne dans les conditions prévues, en tenant compte des modifications à sa topologie, en cas d'indisponibilité d'*installations* par exemple.
 - E2.2. À la suite des *contingences* simples¹ définies aux exigences E2.2.1 à E2.2.3, le réseau doit être stable en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension, toutes les *installations* doivent fonctionner selon leurs *caractéristiques assignées*, sans dépassement de leurs limites thermiques et de leurs limites de tension et de *stabilité*, et il ne doit pas se produire de *déclenchements en cascade* ou de séparation fortuite du réseau.
 - E2.2.1. *Défaut* monophasé à la terre ou *défaut* triphasé (le plus grave des deux), avec *élimination normale du défaut*, touchant un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur ou un *élément* shunt en *défaut*.
 - E2.2.2. Perte sans *défaut* d'un groupe de production, d'une ligne de transport, d'un transformateur ou d'un *élément* shunt.

1. Les contingences définies aux exigences E2.2.1 à E2.2.3 sont celles qu'il est impératif d'étudier, et non nécessairement les seules qui méritent de l'être.

- E2.2.3.** Blocage d'un pôle, avec *élimination normale du défaut*, d'un réseau à courant continu haute tension monopolaire ou bipolaire.
- E2.3.** Lorsque toutes les *installations* sont en service, la réponse du réseau à une *contingence* simple peut comprendre :
- E2.3.1.** une interruption planifiée ou contrôlée de la fourniture d'électricité à des clients raccordés de façon radiale ou à certains clients du réseau local qui sont raccordés à l'*installation en défaut* ou à la zone touchée, ou alimentés par elle ;
 - E2.3.2.** une reconfiguration du réseau par commande manuelle ou automatique ou par intervention des protections.
- E2.4.** En prévision de la *contingence* suivante, il est permis d'apporter au réseau des ajustements qui peuvent concerner la production ainsi que les utilisations ou la topologie du réseau de transport.
- E2.5.** Lorsque toutes les *installations* sont en service et que survient l'une ou l'autre des *contingences* multiples définies dans la norme de fiabilité TPL-003, le réseau doit être stable en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension, toutes les *installations* doivent fonctionner selon leurs *caractéristiques assignées*, sans dépasser leurs limites thermiques et leurs limites de tension et de stabilité, et il ne doit pas se produire *déclenchements en cascade* ou de séparation fortuite du réseau.
- E2.6.** Dans la détermination de la réponse du réseau face à l'une ou l'autre des *contingences* multiples définies dans la norme de fiabilité TPL-003, outre les interventions définies aux exigences E2.3.1 et E2.3.2, les interventions ci-dessous sont acceptables :
- E2.6.1.** interruption planifiée ou contrôlée de la fourniture d'électricité à des clients (délestage), mise hors service planifiée de certains groupes de production, réduction de transferts d'électricité fermes (réservés et non révocables) sous contrat.
- E3.** La méthode du *responsable de la planification* pour établir les SOL doit comprendre, au minimum, une description des *points* ci-dessous et toute marge de fiabilité correspondante :
- E3.1.** le modèle d'étude (devant couvrir au moins la totalité de la zone du *responsable de la planification* et prendre en compte les détails de modélisation des zones des autres *responsables de la planification* qui peuvent avoir une incidence sur une ou des *installations* à l'étude) ;
 - E3.2.** la sélection des *contingences* applicables ;
 - E3.3.** le niveau de détail des modèles de réseau considérés pour établir les *SOL* ;
 - E3.4.** les utilisations autorisées de *plans de défense* ;
 - E3.5.** l'état anticipé de la configuration du réseau de transport, de la répartition de la production et du niveau de *charge* ;
 - E3.6.** les critères permettant de déterminer quand le dépassement d'une *SOL* constitue une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* et les critères permettant d'établir le délai *IROL T_v* correspondant.
- E4.** Le *responsable de la planification* doit transmettre sa méthode d'établissement des *SOL*, ainsi que toute modification apportée à la méthode, aux entités précisées ci-dessous avant l'entrée en vigueur d'une telle modification :

Norme FAC-010-3 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

- E4.1.** chaque *responsable de la planification* adjacent et chaque *responsable de la planification* ayant indiqué avoir besoin de la méthode à des fins de fiabilité ;
- E4.2.** chaque *coordonnateur de la fiabilité* et exploitant de réseau de transport qui exploite une partie de la zone du responsable de la planification ;
- E4.3.** chaque *planificateur de réseau de transport* dont l'activité s'exerce dans la zone du *responsable de la planification*.
- E5.** Si un destinataire de la *méthode d'établissement des SOL* formule des observations techniques écrites à l'égard de celle-ci, le *responsable de la planification* doit lui répondre par écrit dans les 45 jours civils suivant la réception de ces observations. La réponse doit indiquer si une modification sera apportée à la méthode et, dans la négative, dire pourquoi. (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)

C. Mesures

- M1.** La méthode d'établissement des *SOL* du *responsable de la planification* doit tenir compte de tous les *points* énumérés aux exigences E1 à E3.
- M2.** Le *responsable de la planification* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a transmis sa méthode d'établissement des *SOL* et toute modification apportée à la méthode, y compris la date de ces communications, conformément à l'exigence E4.

Si un destinataire de la méthode d'établissement des *SOL* formule des observations techniques écrites à la suite de son examen technique de celle-ci, le *responsable de la planification* qui a transmis cette méthode doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il lui a répondu par écrit dans les 45 jours civils suivant la réception de ces observations, conformément à l'exigence E5. (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

Organisation régionale de fiabilité

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

Chaque *responsable de la planification* doit présenter une déclaration sur la conformité au *responsable des mesures pour assurer la conformité* au moins tous les trois ans. Les nouveaux *responsables de la planification* doivent démontrer leur conformité au moyen d'un audit sur place mené par le *responsable des mesures pour assurer la conformité* au cours de leur première année d'activité. Le *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit aussi mener un audit sur place tous les neuf ans et enquêter si les prestations donnent lieu à une plainte.

Le *délai de rétablissement de l'état de conformité* est de 12 mois après la plus récente non-conformité.

1.3. Conservation des données

Le *responsable de la planification* doit conserver les parties remplacées de sa méthode d'établissement des *SOL* pendant 12 mois après la date de modification de la méthode. ~~Il doit aussi conserver pendant trois ans les observations écrites reçues à l'égard de sa méthode et les réponses fournies.~~ En outre, les entités jugées non conformes doivent conserver l'information sur la non-conformité jusqu'à ce qu'elles soient jugées de nouveau conformes. (Texte barré - Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)

Le *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver le dernier audit ainsi que tous les dossiers de conformité subséquents.

1.4. Autres informations sur la conformité

Le *responsable de la planification* doit rendre les *éléments* ci-dessous disponibles à des fins d'inspection lorsque le *responsable des mesures pour assurer la conformité* vient mener un audit sur place ou dans les 15 jours ouvrables suivant une demande dans le cadre d'une enquête motivée par une plainte :

1.4.1. méthode d'établissement des *SOL*

observations écrites reçues d'un destinataire de la méthode d'établissement des *SOL* ayant effectué un examen technique de celle-ci et les réponses fournies ; (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)

1.4.2. parties de la méthode d'établissement des *SOL* qui ont été remplacées au cours des 12 derniers mois ;

1.4.3. pièces justificatives attestant que la méthode d'établissement des *SOL* et toutes les modifications apportées au cours des 12 derniers mois ont été transmises à toutes les entités qui le requièrent.

- 2. Niveaux de non-conformité pour l'Interconnexion de l'Ouest : (À être remplacés par les VSL une fois élaborés et approuvés par le WECC)**
 - 2.1. Niveau 1 :** Il y a non-conformité de niveau 1 dans l'une ou l'autre des situations suivantes :
 - 2.1.1** La méthode d'établissement des *SOL* ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées.
 - 2.1.2** Il n'y a pas de pièces justificatives des réponses aux observations d'un destinataire sur la méthode d'établissement des *SOL*. (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)
 - 2.2. Niveau 2 :** La méthode d'établissement des *SOL* ne prescrit pas de respecter tous les points des exigences E2.1 à E2.3 et celles du paragraphe 1 de la section E.
 - 2.3. Niveau 3 :** Il y a non-conformité de niveau 3 dans l'une ou l'autre des situations suivantes :
 - 2.3.1** La méthode d'établissement des *SOL* ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées et n'indique pas non plus qu'il faut évaluer la réponse du réseau à l'une des trois *contingences* simples définies à l'exigence E2.2.
 - 2.3.2** La méthode d'établissement des *SOL* ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées et n'indique pas non plus qu'il faut évaluer la réponse du réseau à deux des sept *contingences* multiples définies à l'alinéa 1.1 de la section E.
 - 2.3.3** La méthode d'établissement des *limites d'exploitation du réseau* ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées et passe sous silence deux des six points définis à l'exigence E3.
 - 2.4. Niveau 4 :** La méthode d'établissement des *SOL* n'a pas été transmise à toutes les entités qui le requièrent, conformément à l'exigence E4.

3. Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL) :

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Sans objet	Le responsable de la planification a une méthode documentée d'établissement des SOL dans sa zone de planification, mais celle-ci ne traite pas de l'exigence E1.2.	Le responsable de la planification a une méthode documentée d'établissement des SOL dans sa zone de planification, mais celle-ci ne traite pas de l'exigence E1.3.	Le responsable de la planification a une méthode documentée d'établissement des SOL dans sa zone de planification, mais celle-ci ne traite pas de l'exigence E1.1. OU Le responsable de la planification n'a pas de méthode documentée d'établissement des SOL dans sa zone de planification.
E2	La méthode d'établissement des SOL du responsable de la planification omet une des exigences décrites en E2.1, E2.2, E2.3, E2.4, E2.5 et E2.6.	La méthode d'établissement des SOL du responsable de la planification omet deux des exigences décrites en E2.1, E2.2, E2.3, E2.4, E2.5 et E2.6.	La méthode d'établissement des SOL du responsable de la planification omet trois des exigences décrites en E2.1, E2.2, E2.3, E2.4, E2.5 et E2.6.	La méthode d'établissement des SOL du responsable de la planification omet au moins quatre des exigences décrites en E2.1, E2.2, E2.3, E2.4, E2.5 et E2.6.
E3	Le responsable de la planification a une méthode pour établir les SOL qui comprend une description de tous les points E3.1 à E3.6, sauf un.	Le responsable de la planification a une méthode pour établir les SOL qui comprend une description de tous les points E3.1 à E3.6, sauf deux.	Le responsable de la planification a une méthode pour établir les SOL qui comprend une description de tous les points E3.1 à E3.6, sauf trois.	Le responsable de la planification a une méthode pour établir les SOL qui omet une description d'au moins quatre des points E3.1 à E3.6.

<p>E4</p>	<p>Un des points suivants, ou les deux :</p> <p><i>Le responsable de la planification</i> a transmis sa méthode d'établissement des SOL ainsi que toute modification apportée à cette méthode à toutes les entités précisées, sauf une.</p> <p>À la suite d'une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie 30 jours civils ou moins après l'entrée en vigueur de la modification.</p>	<p>Un des points suivants :</p> <p><i>Le responsable de la planification</i> a transmis sa méthode d'établissement des SOL ainsi que toute modification apportée à cette méthode à toutes les entités précisées, sauf une ET à la suite d'une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie 30 jours civils ou plus et moins de 60 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p><i>Le responsable de la planification</i> a transmis sa méthode d'établissement des SOL ainsi que toute modification apportée à cette méthode à toutes les entités précisées, sauf deux ET à la suite d'une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie 30 jours civils ou moins après l'entrée en vigueur de la modification.</p>	<p>Un des points suivants :</p> <p><i>Le responsable de la planification</i> a transmis sa méthode d'établissement des SOL ainsi que toute modification apportée à cette méthode à toutes les entités précisées, sauf une ET à la suite d'une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie 60 jours civils ou plus et moins de 90 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p><i>Le responsable de la planification</i> a transmis sa méthode d'établissement des SOL ainsi que toute modification apportée à cette méthode à toutes les entités précisées, sauf deux ET à la suite d'une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie 30 jours civils ou plus et moins de 60 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p><i>Le responsable de la planification</i> a transmis sa méthode d'établissement des SOL ainsi que toute modification apportée à cette méthode à toutes les entités précisées, sauf trois ET à la suite d'une modification de la</p>	<p>Un des points suivants :</p> <p><i>Le responsable de la planification</i> a omis de transmettre sa méthode d'établissement des SOL ainsi que toute modification apportée à cette méthode à plus de trois des entités précisées.</p> <p><i>Le responsable de la planification</i> a transmis sa méthode d'établissement des SOL ainsi que toute modification apportée à cette méthode à toutes les entités précisées, sauf une ET à la suite d'une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie 90 jours civils ou plus après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p><i>Le responsable de la planification</i> a transmis sa méthode d'établissement des SOL ainsi que toute modification apportée à cette méthode à toutes les entités précisées, sauf deux ET à la suite d'une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie 60 jours civils ou plus et moins de 90 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p>
-----------	--	---	---	---

Norme FAC-010-3 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
			<p>méthode, la méthode modifiée a été fournie 30 jours civils ou moins après l'entrée en vigueur de la modification.</p>	<p>Le <i>responsable de la planification</i> a transmis sa méthode d'établissement des SOL ainsi que toute modification apportée à cette méthode à toutes les entités précisées, sauf trois ET à la suite d'une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie 30 jours civils ou plus et moins de 60 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>Le <i>responsable de la planification</i> a transmis sa méthode d'établissement des SOL ainsi que toute modification apportée à cette méthode à toutes les entités précisées, sauf quatre ET à la suite d'une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie 30 jours civils ou moins après l'entrée en vigueur de la modification.</p>

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
<p>E5 (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)</p>	<p>Le responsable de la planification a reçu des observations techniques écrites sur sa méthode d'établissement des SOL et a fourni une réponse complète dans un délai de plus de 45 jours civils mais de moins de 60 jours civils.</p>	<p>Le responsable de la planification a reçu des observations techniques écrites sur sa méthode d'établissement des SOL et a fourni une réponse complète dans un délai de 60 jours civils ou plus mais de moins de 75 jours civils.</p>	<p>Le responsable de la planification a reçu des observations techniques écrites sur sa méthode d'établissement des SOL et a fourni une réponse complète dans un délai de 75 jours civils ou plus mais de moins de 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>La réponse du responsable de la planification aux observations techniques écrites sur sa méthode d'établissement des SOL indiquait qu'une modification ne serait pas apportée, mais n'expliquait pas pourquoi.</p>	<p>Le responsable de la planification a reçu des observations techniques écrites sur sa méthode d'établissement des SOL et a fourni une réponse complète dans un délai de 90 jours civils ou plus.</p> <p>OU</p> <p>La réponse du responsable de la planification aux observations techniques écrites sur sa méthode d'établissement des SOL n'indiquait pas si une modification serait apportée à cette méthode.</p>

E. Différences régionales

- 1.** Les différences régionales ci-dessous s'appliquent à l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest :
 - 1.1.** Tel que régi par les exigences E2.5 et E2.6, l'établissement des *SOL* lorsque toutes les *installations* sont en service doit tenir compte des *contingences* multiples d'*installation* ci-dessous :
 - 1.1.1** *défauts* phase-terre permanents simultanés dans des phases différentes de deux circuits de transport adjacents d'un pylône multiterne, avec *élimination normale du défaut*. Dans le cas où les pylônes multitermes ne servent qu'au départ de lignes et que leur nombre ne dépasse pas cinq dans un poste, ce risque est considéré admissible et peut ne pas être pris en compte ;
 - 1.1.2** *défaut* phase-terre permanent dans un groupe de production, un circuit de transport, un transformateur ou un tronçon de barre, avec *élimination retardée du défaut*, sauf dans le cas des disjoncteurs de sectionnement ou de raccordement visés par l'alinéa 1.1.7 de la présente section ;
 - 1.1.3** perte permanente et simultanée des deux pôles d'une *installation* bipolaire à courant continu, sans *défaut* dans le courant alternatif ;
 - 1.1.4** défaillance d'un disjoncteur lié à un *automatisme de réseau* à la suite de la perte d'un *élément sans défaut* ou à la suite d'un *défaut* phase-terre permanent, avec *élimination normale du défaut*, dans un circuit de transport, un transformateur ou un tronçon de barre ;
 - 1.1.5** *défaut* autre que triphasé avec *élimination normale du défaut* en cas d'une *contingence* de mode commun touchant deux circuits adjacents de pylônes distincts, sauf s'il est déterminé que la fréquence d'un tel événement est inférieure à une fois aux trente ans ;
 - 1.1.6** panne de mode commun touchant deux groupes de production raccordés au même poste de départ et qui n'est pas traitée ailleurs dans la norme FAC-010 ;
 - 1.1.7** perte de plusieurs tronçons de barre causée par la défaillance ou l'ouverture retardée d'un disjoncteur de raccordement ou de sectionnement de barre pour éliminer un *défaut* phase-terre permanent.
 - 1.2.** Les *SOL* doivent être établies de manière que, dans le cas des *contingences* multiples d'*installation* définies aux alinéas 1.1.1 à 1.1.5 de la présente section, leur respect permette au réseau de fonctionner dans les conditions suivantes :
 - 1.2.1** fonctionnement de toutes les *installations* dans leurs limites thermiques, de fréquence et de tension post-contingence ;
 - 1.2.2** absence de *déclenchements en cascade* ;
 - 1.2.3** absence de séparation fortuite du réseau ;
 - 1.2.4** stabilité du réseau en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension ;

- 1.2.5** selon la conception du réseau et les impacts prévus sur le réseau, l'interruption maîtrisée de la fourniture d'électricité à des clients (délestage), la mise hors service planifiée de certains groupes de production ou la réduction de transferts d'électricité fermes (réservés et non révocables) sous contrat peuvent être nécessaires pour maintenir la sécurité globale des réseaux de transport interconnectés ;
- 1.2.6** l'interruption des transferts fermes, de la *charge* ou de la reconfiguration du réseau est permise par commande manuelle ou automatique ou par intervention des protections ;
- 1.2.7** lors de l'établissement des limites en prévision de la *contingence* suivante, il est permis d'apporter au réseau des ajustements pouvant toucher la production, la *charge* et la topologie du réseau de transport.
- 1.3.** Les SOL doivent être établies de manière que, dans le cas des *contingences* multiples d'*installation* définies aux alinéas 1.1.6 et 1.1.7 de la présente section, leur respect permette au réseau de fonctionner dans les conditions suivantes en ce qui a trait aux effets sur les autres réseaux :

 - 1.3.1** absence de *déclenchements en cascade*.
- 1.4.** *L'Interconnexion* de l'Ouest peut apporter des modifications (ajustement des catégories de performance) aux *contingences* à étudier et à la réponse nécessaire en cas de *contingence* touchant des *installations* particulières en fonction de la performance réelle et de la robustesse du réseau. Ces modifications s'appliqueront dans l'établissement des *SOL*.

Norme FAC-010-3 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1 ^{er} novembre 2006	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Nouvelle
1	1 ^{er} novembre 2006	Correction d'une coquille. Retrait du mot « each » dans la première phrase de la section D.1.3 Conservation des données.	2007-11-01
2	24 juin 2008	Adoption par le conseil d'administration de la NERC ; ordonnance 705 de la FERC.	Révisée
2		Changement de la date d'entrée en vigueur pour le 1 ^{er} juillet 2008. Remplacement de « Cascading outage » par « Cascading ». Remplacement des « Levels of Non-compliance » par des « Violation Severity Levels ».	Révisée
2	22 janvier 2010	Mise à jour de la date d'entrée en vigueur pour le 29 avril 2009 et modification du pied de page en fonction de l'ordonnance de la FERC du 20 mars 2009.	Mise à jour
2.1	5 novembre 2009	Adoption par le conseil d'administration de la NERC — modification à l'alinéa 1.1 de la section E pour refléter la renumérotation des exigences E2.4 et E2.5 dans la FAC-010-1 en E2.5 et E2.6 dans la FAC-010-2.	Erratum
2.1	19 avril 2010	Approbation par la FERC — modification à l'alinéa 1.1 de la section E pour refléter la renumérotation des exigences E2.4 et E2.5 dans la FAC-010-1 en E2.5 et E2.6 dans la FAC-010-2.	Erratum
2.1	7 février 2013	Approbation du retrait de l'exigence E5 et des éléments associés par le conseil d'administration de la NERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (« Project 2013-02 » en attendant l'approbation réglementaire.	
2.1	21 novembre 2013	Approbation du retrait de l'exigence E5 et d'éléments associés par la FERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (« Project 2013-02 »).	
2.1	24 février 2014	Mise à jour des VSL en fonction de l'approbation du 24 juin 2013.	
3	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Remplacement dans la version anglaise des termes « Special Protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS ».
3	19 novembre 2015	Ordonnance de la FERC approuvant la norme FAC-010-3 (dossier RM15-13-000).	

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
FAC-010-3 – Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon
de planification**

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

A. Introduction

1. **Titre :** Aucune disposition particulière
2. **Numéro :** Aucune disposition particulière
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**

Les installations visées par cette norme sont les installations du *réseau de transport principal (RTP)*.

5. **Date d'entrée en vigueur :**

- | | |
|---|--------------|
| 5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : | XX mois 20XX |
| 5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : | XX mois 20XX |
| 5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée
et de la présente annexe : | XX mois 20XX |

B. Exigences

Disposition particulière applicable à l'exigence E2.2.1 :

L'exigence E2.2.1 s'applique telle que stipulée dans la norme sauf pour les installations du *RTP* de moins de 230kV qui n'ont pas connu de modification substantielle après le 1er janvier 2019 pour lesquelles l'exigence E2.2.1 est remplacée par l'exigence suivante :

E2.2.1 *Défaut* monophasé à la terre avec *élimination normale* du *défaut*, touchant un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur ou un élément shunt en *défaut*.

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**

1.1. **Responsabilité de la surveillance de la conformité**

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

1.2. **Période de surveillance de la conformité et délai de retour en conformité**

Aucune disposition particulière

Annexe FAC-010-3-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme FAC-010-3 – Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

1.3. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

**2. Niveaux de non-conformité pour l'Interconnexion de l'Ouest : (À être remplacés par les VSL
une fois élaborés et approuvés par le WECC)**

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	XX mois 201X	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation
2. **Numéro :** FAC-011-3
3. **Objet :** Donner l'assurance que les *limites d'exploitation du réseau (SOL)* considérées pour l'exploitation fiable du *système de production-transport d'électricité (BES)* sont déterminées selon une ou des méthodes bien définies.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. *Coordonnateur de la fiabilité*
5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre pour la définition révisée du terme *automatisme de réseau*.

B. Exigences

- E1. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir une méthode documentée d'établissement des *limites d'exploitation du réseau* (méthode d'établissement des *SOL*) dans sa *zone de fiabilité*. Cette méthode doit :
 - E1.1. s'appliquer aux *SOL* à définir pour l'horizon d'exploitation ;
 - E1.2. stipuler que les *SOL* ne doivent pas dépasser les *caractéristiques assignées des installations* concernées ;
 - E1.3. expliquer comment déterminer le sous-ensemble des *SOL* qui constitue les *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)*.
- E2. La méthode du *coordonnateur de la fiabilité* doit spécifier que les *SOL* définies doivent permettre au *BES* de fonctionner conformément à ce qui suit :
 - E2.1. Dans son état de précontingence, le *BES* doit être stable en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension ; toutes les *installations* doivent fonctionner selon leurs *caractéristiques assignées*, sans dépassement de leurs limites thermiques et de leurs limites de tension et de stabilité. Dans l'établissement des *SOL*, l'état du *BES* considéré doit être celui où il fonctionne dans les conditions actuelles et prévues, en tenant compte des modifications à sa topologie, en cas d'indisponibilité d'*installations par exemple*.
 - E2.2. À la suite des *contingences* simples¹ définies aux exigences E2.2.1 à E2.2.3, le *réseau* doit être stable en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension, toutes les *installations* doivent fonctionner selon leurs *caractéristiques assignées* sans dépassement de leurs limites thermiques et de leurs limites de tension et de stabilité, et il ne doit pas se produire de *déclenchements en cascade* ou de séparation fortuite du *réseau*.
 - E2.2.1. *Défaut* monophasé à la terre ou *défaut* triphasé (le plus grave des deux), avec *élimination normale du défaut*, touchant un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur ou un élément shunt en *défaut*.
 - E2.2.2. Perte sans *défaut* d'un groupe de production, d'une ligne de transport, d'un transformateur ou d'un *élément* shunt.

1. Les contingences définies aux exigences E2.2.1 à E2.2.3 de la norme FAC-011 sont celles qu'il est impératif d'étudier, et non nécessairement les seules qui méritent de l'être.

- E2.2.3.** Blocage d'un pôle, avec *élimination normale du défaut*, d'un réseau à courant continu haute tension monopolaire ou bipolaire.
- E2.3.** Dans la détermination de la réponse du réseau à une *contingence* simple, les interventions ci-dessous sont acceptables :
- E2.3.1.** une interruption planifiée ou contrôlée de la fourniture d'électricité à des clients raccordés de façon radiale ou à certains clients du réseau local qui sont raccordés à l'*installation en défaut* ou à la zone touchée, ou alimentés par elle ;
- E2.3.2.** une interruption du service à d'autres clients du *réseau*, (a) seulement si le *réseau* a déjà été ajusté ou est en cours d'ajustement à la suite d'au moins une indisponibilité préalable, ou (b) si les conditions d'exploitation en temps réel sont plus défavorables que prévu par les études correspondantes ;
- E2.3.3.** une reconfiguration du *réseau* par commande manuelle ou automatique ou intervention des protections.
- E2.4.** En prévision de la *contingence* suivante, il est permis d'apporter au *réseau* des ajustements qui peuvent concerner la production ainsi que les utilisations ou la topologie du réseau de transport.
- E3.** La méthode du *coordonnateur de la fiabilité* pour établir les *SOL* doit comprendre, au minimum, une description des points ci-dessous et toute marge de fiabilité correspondante :
- E3.1.** le modèle d'étude (devant couvrir au moins la totalité de la *zone de fiabilité* et prendre en compte les détails de modélisation critiques des autres *zones de fiabilité* qui peuvent avoir une incidence sur une ou des *installations* à l'étude) ;
- E3.2.** la sélection des *contingences* applicables ;
- E3.3.** un processus permettant d'établir quelles *limites de stabilité* correspondant à la liste des contingences multiples (fournies par le *responsable de la planification* conformément à l'exigence E6 de la norme FAC-014) sont applicables à l'horizon d'exploitation étant donné l'état réel ou prévu du réseau.
- E3.3.1.** Ce processus doit tenir compte de la nécessité de modifier ces limites, la liste de celles-ci ainsi que la liste des *contingences* multiples correspondante ;
- E3.4.** le niveau de détail des modèles de réseau considérés pour établir les *SOL* ;
- E3.5.** les utilisations autorisées de *plans de défense* ;
- E3.6.** l'état anticipé de la configuration du réseau de transport, de la répartition de la production et du niveau de *charge* ;
- E3.7.** les critères permettant de déterminer quand le dépassement d'une *SOL* constitue une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* et les critères permettant d'établir le délai *IROL T_v* correspondant.
- E4.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit transmettre sa méthode d'établissement des *SOL*, ainsi que toute modification apportée à la méthode, aux entités précisées ci-dessous, avant la mise en vigueur de la méthode ou d'une modification à celle-ci :
- E4.1.** chaque *coordonnateur de la fiabilité* adjacent et chaque *coordonnateur de la fiabilité* ayant indiqué avoir besoin de la méthode à des fins de fiabilité ;
- E4.2.** chaque *responsable de la planification* et *planificateur de réseau de transport* qui modélise une partie de la *zone de fiabilité* ;

E4.3. chaque *exploitant de réseau de transport* dont l'activité s'exerce dans la *zone de fiabilité*.

C. Mesures

- M1.** La méthode d'établissement des *SOL* du *coordonnateur de la fiabilité* doit tenir compte de tous les points énumérés aux exigences E1 à E3.
- M2.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a transmis sa méthode d'établissement des *SOL* et toutes les modifications apportées à la méthode, y compris la date de ces communications, conformément à l'exigence E4.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

Organisation régionale de fiabilité

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

Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit présenter une déclaration sur la conformité au *responsable des mesures pour assurer la conformité* au moins tous les trois ans. Les nouveaux *coordonnateurs de la fiabilité* doivent démontrer leur conformité au moyen d'un audit sur place mené par le *responsable des mesures pour assurer la conformité* au cours de leur première année d'activité. Le *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit aussi mener un audit sur place tous les neuf ans et enquêter si les prestations donnent lieu à une plainte.

Le *délai de rétablissement de l'état de conformité* est de 12 mois après la plus récente non-conformité.

1.3. Conservation des données

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les parties remplacées de sa méthode d'établissement des *SOL* pendant 12 mois après la date de modification de la méthode. En outre, 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 des mesures pour assurer la conformité* doit conserver le dernier audit ainsi que tous les dossiers de conformité subséquents.

1.4. Autres informations sur la conformité

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit rendre les éléments ci-dessous disponibles à des fins d'inspection lorsque le *responsable des mesures pour assurer la conformité* vient mener un audit sur place ou dans les 15 jours ouvrables suivant une demande dans le cadre d'une enquête motivée par une plainte :

1.4.1 méthode d'établissement des *SOL* ;

1.4.2 parties de la méthode d'établissement des *SOL* qui ont été remplacées au cours des 12 derniers mois ;

1.4.3 pièces justificatives attestant que la méthode d'établissement des *SOL* et toutes les modifications apportées au cours des 12 derniers mois ont été transmises à toutes les entités qui le requièrent.

2. Niveaux de non-conformité pour l'*Interconnexion* de l'Ouest : (à remplacer une fois les VSL développés et approuvés par le WECC)

2.1. Niveau 1 : Il y a non-conformité de niveau 1 dans l'une ou l'autre des situations suivantes :

2.1.1 La méthode d'établissement des *SOL* ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées.

2.2. Niveau 2 : La méthode d'établissement des *SOL* ne prescrit pas de respecter tous les points des exigences E3.1, E3.2 et E3.4 à E3.7 et du paragraphe 1 de la section E.

- 2.3. Niveau 3 :** Il y a non-conformité de niveau 3 dans l'une ou l'autre des situations suivantes :
- 2.3.1** La méthode d'établissement des *SOL* ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées et n'indique pas non plus qu'il faut évaluer la réponse du réseau à l'une des trois *contingences* simples définies à l'exigence E2.2.
 - 2.3.2** La méthode d'établissement des *SOL* ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées et n'indique pas non plus qu'il faut évaluer la réponse du réseau à deux des sept *contingences* multiples définies au paragraphe 1.1 de la section E.
 - 2.3.3** La méthode d'établissement des *SOL* ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées et passe sous silence deux des six points définis aux exigences E3.1, E3.2 et E3.4 à E3.7.
- 2.4. Niveau 4 :** La méthode d'établissement des *SOL* n'a pas été transmise à toutes les entités qui le requièrent, conformément à l'exigence E4.

3. Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL):

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Sans objet	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a une méthode documentée d'établissement des SOL dans sa <i>zone de fiabilité</i> , mais celle-ci ne traite pas de l'exigence E1.2.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a une méthode documentée d'établissement des SOL dans sa <i>zone de fiabilité</i> , mais celle-ci ne traite pas de l'exigence E1.3.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a une méthode documentée d'établissement des SOL dans sa <i>zone de fiabilité</i> , mais celle-ci ne traite pas de l'exigence E1.1. OU Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas de méthode documentée d'établissement des SOL dans sa <i>zone de fiabilité</i> .
E2	La méthode d'établissement des SOL du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> prescrit que les SOL soient définies de façon que le BES fonctionne normalement suivant une contingence simple, mais elle ne le fait pas pour l'état de précontingence (E2.1).	Sans objet	La méthode d'établissement des SOL du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> prescrit que les SOL soient définies de façon que le BES fonctionne normalement en état de précontingence, mais elle ne le fait pas en cas de contingence simple (E2.2-E2.4).	La méthode d'établissement des SOL du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ne prescrit pas que les SOL soient définies de façon que le BES fonctionne normalement en état de précontingence, et elle ne le fait pas non plus en cas de contingence simple (E2.1-E2.4).
E3	La méthode d'établissement des SOL du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> comprend une description de tous les points en E3.1 à E3.7, sauf un.	La méthode d'établissement des SOL du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> comprend une description de tous les points en E3.1 à E3.7, sauf deux.	La méthode d'établissement des SOL du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> comprend une description de tous les points en E3.1 à E3.7, sauf trois.	La méthode d'établissement des SOL du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> omet une description d'au moins quatre points en E3.1 à E3.7.
E3.6	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.
E4	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis de transmettre sa méthode d'établissement des SOL et une ou des modifications apportées à cette méthode à l'une des entités précisées aux exigences E4.1, E4.2 et E4.3. OU	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis de transmettre sa méthode d'établissement des SOL et une ou des modifications apportées à cette méthode à deux entités précisées aux exigences E4.1, E4.2 et E4.3.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis de transmettre sa méthode d'établissement des SOL et une ou des modifications apportées à cette méthode à trois entités précisées aux exigences E4.1, E4.2 et E4.3. OU	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis de transmettre sa méthode d'établissement des SOL et une ou des modifications apportées à cette méthode à au moins quatre entités précisées aux exigences E4.1, E4.2 et E4.3. OU

Norme FAC-011-3 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
	Si des modifications ont été apportées à la méthode, la méthode modifiée a été transmise à une ou plusieurs des entités précisées avant l'entrée en vigueur des modifications, mais elle a été transmise à l'ensemble des entités précisées au plus e 10 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.	OU Si des modifications ont été apportées à la méthode, la méthode modifiée a été transmise à une ou plusieurs des entités précisées plus de 10 jours civils et au plus 20 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.	Si des modifications ont été apportées à la méthode, la méthode modifiée a été transmise à une ou plusieurs des entités précisées plus de 20 jours civils et au plus 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.	Si des modifications ont été apportées à la méthode, la méthode modifiée a été transmise à une ou plusieurs des entités précisées plus de 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.

Différences régionales

1. Les différences régionales ci-dessous s'appliquent à l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest :
 - 1.1. Tel que régi par l'exigence E3.3, l'établissement des *SOL* lorsque toutes les *installations* sont en service doit tenir compte des *contingences* multiples d'*installation* ci-dessous :
 - 1.1.1 *défauts* phase-terre permanents simultanés dans des phases différentes de deux circuits de transport adjacents d'un pylône multiterne, avec *élimination normale du défaut*. Dans le cas où les pylônes multitermes ne servent qu'au départ de ligne et que leur nombre ne dépasse pas cinq dans un poste, ce risque est considéré admissible et peut ne pas être pris en compte ;
 - 1.1.2 *défaut* phase-terre permanent dans un groupe de production, un circuit de transport, un transformateur ou un tronçon de barre, avec *élimination retardée du défaut*, sauf dans le cas des disjoncteurs de sectionnement ou de raccordement visés par l'alinéa 1.1.7 de la présente section ;
 - 1.1.3 perte permanente et simultanée des deux pôles d'une *installation* bipolaire à courant continu, sans *défaut* dans le courant alternatif ;
 - 1.1.4 défaillance d'un disjoncteur lié à un *automatisme de réseau* à la suite de la perte d'un élément sans *défaut* ou à la suite d'un *défaut* phase-terre permanent, avec *élimination normale du défaut*, dans un circuit de transport, un transformateur ou un tronçon de barre ;
 - 1.1.5 *défaut* autre que triphasé avec *élimination normale du défaut* en cas de *contingence* de mode commun touchant deux circuits adjacents de pylônes distincts, sauf s'il est déterminé que la fréquence d'un tel événement est inférieure à une fois aux trente ans ;
 - 1.1.6 panne de mode commun touchant deux groupes de production raccordés au même poste de départ et qui n'est pas traitée ailleurs dans la norme FAC-011 ;
 - 1.1.7 perte de plusieurs tronçons de barre causée par la défaillance ou l'ouverture retardée d'un disjoncteur de raccordement ou de sectionnement de barre pour éliminer un *défaut* phase-terre permanent.
 - 1.2. Les *SOL* doivent être établies de manière que, dans le cas des *contingences* multiples d'*installation* définies aux alinéas 1.1.1 à 1.1.5 de la présente section, leur respect permette au *réseau* de fonctionner dans les conditions suivantes :
 - 1.2.1 fonctionnement de toutes les *installations* dans leurs limites thermiques, de fréquence et de tension post-contingence ;
 - 1.2.2 absence de *déclenchements en cascade* ;
 - 1.2.3 absence de séparation fortuite du *réseau* ;
 - 1.2.4 stabilité du réseau en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension ;
 - 1.2.5 selon la conception du *réseau* et les impacts prévus sur le réseau, l'interruption maîtrisée de la fourniture d'électricité à des clients (délestage), la mise hors service planifiée de certains groupes de production ou la réduction de transferts d'électricité fermes (réservés et non révocables) sous contrat peuvent être nécessaires pour maintenir la sécurité globale des réseaux de transport interconnectés ;

Norme FAC-011-3 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

- 1.2.6** l'interruption des transferts fermes, de la *charge* ou de la reconfiguration du *réseau* est permise par commande manuelle ou automatique ou par intervention des protections ;
- 1.2.7** lors de l'établissement des limites en prévision de la *contingence* suivante, il est permis d'apporter au *réseau* des ajustements pouvant toucher la production, la *charge* et la topologie du réseau de transport.
- 1.3.** Les *SOL* doivent être établies de manière que, dans le cas des *contingences* multiples d'*installation* définies aux alinéas 1.1.6 et 1.1.7 de la présente section, leur respect permette au *réseau* de fonctionner dans les conditions suivantes en ce qui a trait aux effets sur les autres *réseaux* :
- 1.3.1** absence de *déclenchements en cascade*.
- 1.4.** L'*Interconnexion* de l'Ouest peut apporter des modifications (ajustement des catégories de performance) aux *contingences* à étudier et à la réponse nécessaire en cas de *contingence* touchant des *installations* particulières, en fonction de la performance réelle et de la robustesse du *réseau*. Ces modifications s'appliqueront dans l'établissement des *SOL*.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1 ^{er} novembre 2006	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Nouvelle
2		Changement de la date d'entrée en vigueur pour le 1 ^{er} octobre 2008. Remplacement de « Cascading Outage » par «Cascading». Remplacement de « Levels of Non-compliance » par « Violation Severity Levels ». Correction de la note de bas de page 1 afin qu'elle renvoie vers la FAC-011 plutôt que la FAC-010.	Révisée
2	24 juin 2008	Adoption par le conseil d'administration de la NERC : ordonnance 705 de la FERC .	Révisée
2	22 janvier 2010	Mise à jour de la date d'entrée en vigueur et du pied de page pour le 29 avril 2009 en fonction de l'ordonnance de la FERC du 20 mars 2009.	Mise à jour

Norme FAC-011-3 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
2	7 février 2013	Approbation du retrait de l'exigence E5 et des éléments associés par le conseil d'administration de la NERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (« Project 2013-02 »). En attente d'approbation réglementaire.	
2	21 novembre 2013	Approbation du retrait de l'exigence E5 et des éléments associés par la FERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (« Project 2013-02 »).	
2	24 février 2014	Mise à jour des VSL en fonction de l'approbation du 24 juin 2013.	
3	13 novembre 2014	Adoptée par le conseil d'administration de la NERC.	Remplacement dans la version anglaise des termes « Special Protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »
3	19 novembre 2015	Ordonnance de la FERC approuvant la norme FAC-011-3 (dossier RM15-13-000).	

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
FAC-011-3 – Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon
d'exploitation**

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

A. Introduction

1. **Titre :** Aucune disposition particulière
2. **Numéro :** Aucune disposition particulière
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**

Les installations visées par cette norme sont les installations du *réseau de transport principal (RTP)*.

5. **Date d'entrée en vigueur :**

- 5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX
- 5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX
- 5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée
et de la présente annexe : XX mois 20XX

B. Exigences

Disposition particulière applicable à l'exigence E2.2.1 :

L'exigence E2.2.1 s'applique telle que stipulée dans la norme sauf pour les installations du *RTP* de moins de 230kV qui n'ont pas connu de modification substantielle après le 1er janvier 2019 pour lesquelles l'exigence E2.2.1 est remplacée par l'exigence suivante :

E2.2.1 *Défaut* monophasé à la terre avec *élimination normale du défaut*, touchant un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur ou un élément shunt en *défaut*.

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**

- 1.1. **Responsabilité de la surveillance de la conformité**

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

- 1.2. **Période de surveillance de la conformité et délai de retour en conformité**

Aucune disposition particulière

- 1.3. **Conservation des données**

Annexe FAC-011-3-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme FAC-011-3 – Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de non-conformité pour l'Interconnexion de l'Ouest : (à remplacer une fois les VSL développés et approuvés par le WECC)

Aucune disposition particulière

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

Toutes les occurrences du terme « *BES* » sont remplacées par « *RTP* ».

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	XX mois 201X	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Méthodologie par chemin de transport spécifique
2. **Numéro :** MOD-029-2a
3. **Objet :** Accroître la cohérence et la fiabilité dans l'établissement et la documentation des calculs de *capacité de transfert* pour utilisation à court terme qui sont effectués par les entités utilisant la *méthodologie par chemin de transport spécifique* pour appuyer l'analyse et l'exploitation du réseau.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. Chaque *exploitant de réseau de transport* qui utilise la *méthodologie par chemin de transport spécifique* pour calculer la *capacité totale de transfert (TTC)* des *chemins ATC*.
 - 4.2. Chaque *fournisseur de service de transport* qui utilise la *méthodologie par chemin de transport spécifique* pour calculer la *capacité de transfert disponible (ATC)* des *chemins ATC*.
5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre pour la définition révisée du terme *automatisme de réseau*.

B. Exigences

- E1. Lors du calcul des *TTC* de *chemins ATC*, l'*exploitant de réseau de transport* doit utiliser un modèle de *transport* qui contient tous les éléments suivants : [*Facteur de risque de non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
 - E1.1. Le modèle utilise des données et des hypothèses qui concordent avec la période de temps étudiée et qui répondent aux critères suivants :
 - E1.1.1. Comprendre au moins :
 - E1.1.1.1. la zone de l'*exploitant de réseau de transport*. Une représentation équivalente des lignes radiales et des installations à 161 kV ou moins est permise ;
 - E1.1.1.2. toutes les zones d'*exploitants de réseau de transport* contiguës à sa propre zone d'*exploitant de réseau de transport* (une représentation équivalente est permise) ;
 - E1.1.1.3. toute zone d'*exploitant de réseau de transport* reliée à la zone de l'*exploitant de réseau de transport* par une entente d'exploitation commune (une représentation équivalente est permise) ;
 - E1.1.2. Modéliser tous les *éléments* du réseau en service dans les conditions initiales supposées.
 - E1.1.3. Modéliser toute la production (peut être un seul groupe de production ou de multiples groupes de production) d'une puissance supérieure à 20 MVA au point de raccordement de la zone étudiée.
 - E1.1.4. Modéliser les déphaseurs en mode non régulé, sauf indications contraires dans le *document de mise en œuvre de la capacité de transfert disponible (ATCID)*.
 - E1.1.5. Utiliser les prévisions de *charge* du *responsable de l'équilibrage*.
 - E1.1.6. Utiliser les ajouts et retraits définitifs d'*installations de transport*.

- E1.1.7.** Utiliser les ajouts et retraits définitifs d'*installations de production*.
- E1.1.8.** Utiliser les modèles d'*automatismes de réseau (RAS)* actuels ou dont la mise en œuvre est projetée dans l'horizon de temps étudié.
- E1.1.9.** Modéliser la compensation série pour chaque ligne au niveau d'exploitation prévu, sauf indications contraires dans l'*ATCID*.
- E1.1.10.** Inclure toute autre exigence de modélisation ou tout autre critère spécifié dans l'*ATCID*.
- E1.2.** Le modèle utilise les *caractéristiques assignées d'une installation* fournies par le *propriétaire de réseau de transport* et le *propriétaire d'installation de production*.
- E2.** L'*exploitant de réseau de transport* doit utiliser le processus suivant pour déterminer la *TTC* :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]
 - E2.1.** Sauf indications contraires dans la norme MOD-029-2a, ajuster les niveaux de production et de *charge* de référence dans le modèle d'écoulement de puissance à jour pour déterminer la *TTC* (transit maximal ou limite de fiabilité) qui peut être simulée sur le *chemin ATC* et qui répond à toutes les contingences suivantes des critères de planification :
 - E2.1.1.** lors de la modélisation des conditions normales, les *éléments de transport* sont modélisés à une valeur inférieure ou égale à 100 % de leurs caractéristiques nominales en service continu ;
 - E2.1.2.** lors de la modélisation des contingences, le réseau doit demeurer stable en régime transitoire, en régime dynamique et en tension, sans qu'aucun *élément de transport* dans le modèle ne dépasse ses *caractéristiques assignées en situation d'urgence* ;
 - E2.1.3.** aucune séparation fortuite ne doit survenir.
 - E2.2.** Lorsqu'il n'est pas possible de simuler un transit limité par la fiabilité dans un sens contraire aux transits dominants (sur une ligne de *transport* à courant alternatif), régler la *TTC* dans le sens non dominant à une valeur égale à la *TTC* dans le sens dominant. Si la *TTC* dans le sens de transit dominant est dépendante d'un *automatisme de réseau (RAS)*, régler la *TTC* dans le sens non dominant à la plus grande des valeurs entre le transit maximal qui peut être simulé dans le sens non dominant et la *TTC* maximale qui peut être atteinte dans le sens de transit dominant sans utiliser un *RAS*.
 - E2.3.** Pour un *chemin ATC* dont la capacité est limitée par contrat, régler la *TTC* du *chemin ATC* à la plus petite valeur entre la capacité contractuelle maximale admissible et la limite de fiabilité déterminée à l'alinéa E2.1.
 - E2.4.** Pour un *chemin ATC* dont la *TTC* varie en raison de l'interaction simultanée avec un ou plusieurs autres chemins, développer un abaque décrivant l'interaction entre les chemins et la *TTC* résultante dans les conditions spécifiées.
 - E2.5.** Déterminer quand la *TTC* d'un *chemin ATC* à l'étude a un impact nuisible sur la *TTC* d'un chemin existant. Le faire en modélisant simultanément le transit sur le chemin à l'étude au nouveau niveau de *TTC* proposé et le transit sur le chemin existant au niveau de *TTC* associé tout en respectant les critères de fiabilité précisés à l'alinéa E2.1. Inclure la correction de cet impact négatif dans son rapport d'étude du *chemin ATC*.

- E2.6.** Si les droits de *transport* sur un *chemin ATC* sont *partagés*, affecter la *TTC* de ce *chemin ATC* conformément à l'entente contractuelle rédigée par les multiples propriétaires de ce *chemin ATC*.
- E2.7.** Pour les *chemins ATC* dont les caractéristiques nominales, ajustées en fonction des variations saisonnières, sont établies, connues et utilisées en exploitation depuis le 1^{er} janvier 1994, et pour lesquels aucune action n'a été entreprise afin de déterminer les caractéristiques nominales du chemin en utilisant une méthode différente, régler la *TTC* à cette valeur établie antérieurement.
- E2.8.** Produire un rapport d'étude qui décrit lesquelles des étapes ci-dessus ont été suivies (E2.1 à E2.7) ainsi que les contingences et les hypothèses utilisées pour déterminer la *TTC* et les résultats de l'étude. Lorsque l'amortissement à la suite d'un défaut triphasé est utilisé pour déterminer des limites de stabilité, ce rapport doit aussi préciser le pourcentage utilisé et inclure la justification de cette utilisation, sauf indication contraire dans l'*ATCID*.
- E3.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit établir la *TTC* à la valeur la plus faible entre celle calculée selon l'exigence E2 et toute *limite d'exploitation du réseau (SOL)* pour ce *chemin ATC*. [*Facteur de risque de non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- E4.** Dans les sept jours civils suivant la production du rapport d'étude final, l'*exploitant de réseau de transport* doit rendre disponible au *fournisseur de service de transport* proposant le *chemin ATC* la valeur la plus récente de la *TTC* et le rapport d'étude sur la *TTC* documentant les hypothèses utilisées et les étapes prises pour la détermination de cette *TTC* du *chemin ATC*. [*Facteur de risque de non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- E5.** Lors du calcul des *ETC* relatifs aux *engagements de transport en vigueur* fermes (ETC_F) pour une période donnée d'un *chemin ATC*, le *fournisseur de service de transport* doit utiliser l'algorithme suivant : [*Facteur de risque de non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

$$ETC_F = NL_F + NITS_F + GF_F + PTP_F + ROR_F + OS_F$$

Où :

NL_F est la capacité ferme mise de côté pour desservir les engagements relatifs à la *charge locale* de pointe prévue pour la période de temps faisant l'objet du calcul, qui doit inclure les pertes et la croissance de la *charge locale* qui ne seraient pas déjà incluses dans la *marge de fiabilité de transport* ou la *marge de partage de capacité* ;

$NITS_F$ est la capacité ferme réservée pour le *service de transport en réseau intégré* desservant la *charge*, qui doit inclure les pertes et la croissance de la charge qui ne seraient pas déjà incluses dans la *marge de fiabilité de transport* ou la *marge de partage de capacité* ;

GF_F est la capacité ferme mise de côté pour un *service de transport* faisant l'objet d'une clause d'antériorité et pour des contrats d'énergie ou de *services de transport* signés avant la date d'entrée en vigueur des *tarifs et conditions des services de transport* ou des tarifs faisant l'objet d'une exonération d'un *fournisseur de service de transport* ;

PTP_F est la capacité ferme réservée pour le *service de transport de point à point* confirmé ;

ROR_F est la capacité ferme réservée pour les droits de reconduction relatifs aux contrats de *service de transport* qui accordent aux *clients d'un service de transport* le droit de premier refus pour ce qui est de continuer ou non à bénéficier du *service de transport* quand le contrat de *service de transport d'un client d'un service de transport* arrive à terme ou est admissible à un renouvellement ;

OS_F est la capacité ferme réservée pour tout autre service, contrat ou entente non précisé ci-dessus et qui utilise le *service de transport* ferme selon l'*ATCID*.

- E6.** Lors du calcul des *ETC* relatifs aux *engagements de transport en vigueur* non fermes (ETC_{NF}) pour tous les horizons temporels d'un *chemin ATC*, le *fournisseur de service de transport* doit utiliser l'algorithme suivant : [*Facteur de risque de non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

$$ETC_{NF} = NITS_{NF} + GF_{NF} + PTP_{NF} + OS_{NF}$$

Où :

NITS_{NF} est la capacité non ferme mise de côté pour le *service de transport en réseau intégré* desservant la charge (c.-à-d. le service secondaire), qui doit inclure les pertes et la croissance de la *charge* qui ne seraient pas déjà incluses dans la *marge de fiabilité de transport* ou la *marge de partage de capacité* ;

GF_{NF} est la capacité non ferme mise de côté pour un *service de transport* faisant l'objet d'une clause d'antériorité et pour des contrats d'énergie ou de *services de transport* signés avant la date d'entrée en vigueur des *tarifs et conditions des services de transport* ou des tarifs faisant l'objet d'une exonération d'un *fournisseur de service de transport* ;

PTP_{NF} est la capacité non ferme réservée pour le *service de transport de point à point* confirmé ;

OS_{NF} est la capacité non ferme réservée pour tout autre service, contrat ou entente non précisé ci-dessus et qui utilise le *service de transport* non ferme selon l'*ATCID*.

- E7.** Lors du calcul des *ATC* fermes d'un *chemin ATC* pour une période donnée, le *fournisseur de service de transport* doit utiliser l'algorithme suivant : [*Facteur de risque de non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : Planification de l'exploitation*]

$$ATC_F = TTC - ETC_F - CBM - TRM + \text{capacités réoffertes}_F + \text{écoulements inverses}_F$$

Où :

ATC_F est la *capacité de transfert disponible* ferme du *chemin ATC* pour cette période ;

TTC est la *capacité totale de transfert* du *chemin ATC* pour cette période ;

ETC_F est la somme des *engagements de transport fermes en vigueur* pour le *chemin ATC* pour cette période ;

CBM est la *marge de partage de capacité* du *chemin ATC* pour cette période ;

TRM est la *marge de fiabilité de transport* du *chemin ATC* pour cette période ;

capacités réoffertes_F correspond à toute variation de la *capacité de transfert disponible* ferme due à un changement dans l'utilisation du *service de transport* pour cette période, selon la définition dans les *pratiques commerciales* ;

écoulements inverses_F correspond aux ajustements de la *capacité de transfert disponible* ferme déterminés par le *fournisseur de service de transport* et spécifiés dans son *ATCID*.

- E8.** Pour calculer les *ATC* non fermes d'un *chemin ATC* pour une période donnée, le *fournisseur de service de transport* doit utiliser l'algorithme suivant : [*Facteur de risque de non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : Planification de l'exploitation*]

$$ATC_{NF} = TTC - ETC_F - ETC_{NF} - CBM_S - TRM_U + \text{capacités réoffertes}_{NF} + \text{écoulements inverses}_{NF}$$

Où :

ATC_{NF} est la *capacité de transfert disponible* non ferme du *chemin ATC* pour cette période ;

TTC est la *capacité totale de transfert* du *chemin ATC* pour cette période ;

ETC_F est la somme des *engagements de transport fermes en vigueur* pour le *chemin ATC* pour cette période ;

ETC_{NF} est la somme des *engagements de transport non fermes en vigueur* pour le *chemin ATC* pour cette période ;

CBM_S est la *marge de partage de capacité* du *chemin ATC* qui a été programmée pour cette période ;

TRM_U est la *marge de fiabilité de transport* du *chemin ATC* qui n'a pas été libérée durant cette période pour être vendue comme capacité non ferme par le *fournisseur de service de transport* ;

capacités réoffertes_{NF} correspond à toute variation de la *capacité de transfert disponible* non ferme due à un changement dans l'utilisation du *service de transport* pour cette période, selon la définition dans les *pratiques commerciales* ;

écoulements inverses_{NF} correspond aux ajustements de la *capacité de transfert disponible* non ferme déterminée par le *fournisseur de service de transport* et spécifiée dans son *ATCID*.

C. Mesures

- M1.** Chaque *exploitant de réseau de transport* qui utilise la *méthodologie par chemin de transport spécifique* doit produire tout modèle de *transport* qu'il a utilisé pour calculer les *TTC* aux fins du calcul des *ATC* pour chaque *chemin ATC* selon l'exigence E1 pour les horizons temporels devant être examinés (E1).

M1.1 La production doit avoir la même forme et le même format utilisés par l'*exploitant de réseau de transport* pour calculer les *TTC* selon l'exigence E1 (E1).

M1.2 Le modèle de *transport* produit doit inclure les zones énumérées à l'alinéa E1.1.1 (ou une représentation équivalente, selon l'exigence) (E1.1).

M1.3 Le modèle de *transport* produit doit démontrer l'utilisation des paramètres de modélisation établis aux alinéas E1.1.2 à E1.1.10 ; toutefois, aucune pièce justificative n'est exigée pour prouver : 1) l'utilisation d'un *automatisme de réseau* alors que le

modèle n'en comportait aucun ou 2) l'absence d'ajout ou de retrait à la production ou au réseau de *transport* (E1.1.2 à E1.1.10).

- M1.4** L'*exploitant de réseau de transport* doit fournir les pièces justificatives attestant que les modèles utilisés pour déterminer les *TTC* comprenaient les *caractéristiques assignées des installations* fournies par le *propriétaire d'installation de transport* et le *propriétaire d'installation de production* (E1.2).
- M2.** Chaque *exploitant de réseau de transport* qui utilise la *méthodologie par chemin de transport spécifique* doit produire l'*ATCID* qu'il utilise pour montrer où il a décrit et utilisé des critères de modélisation additionnels dans son *ATCID* qui n'étaient pas déjà inclus dans la norme MOD-29 (E1.1.4, E.1.1.9 et E1.1.10).
- M3.** Chaque *exploitant de réseau de transport* qui utilise la *méthodologie par chemin de transport spécifique* pour des chemins dont les caractéristiques nominales ont été établies avant le 1^{er} janvier 1994 doit fournir les pièces justificatives attestant que ce chemin et ses caractéristiques nominales ont bien été établis avant le 1^{er} janvier 1994 (E2.7).
- M4.** Chaque *exploitant de réseau de transport* qui fait appel à la *méthodologie par chemin de transport spécifique* doit produire comme pièces justificatives les rapports d'étude, selon l'alinéa E.2.8, pour chaque chemin dont il a déterminé la *TTC* pour la période à l'examen (E2).
- M5.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir les pièces justificatives attestant qu'il a utilisé la valeur la plus faible entre la *TTC* calculée et la *SOL* comme *TTC*, en produisant : 1) toutes les valeurs calculées selon l'exigence E2 pour chaque *chemin ATC*, 2) toutes *SOL* correspondantes pour ces *chemins ATC*, et 3) la *TTC* établie par l'*exploitant de réseau de transport* et données au *fournisseur de service de transport* pour utilisation selon les exigences E7 et E8 pour chaque *chemin ATC* (E3).
- M6.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir les pièces justificatives (comme les registres ou les données) attestant qu'il a fourni la *TTC* et son rapport d'étude au *fournisseur de service de transport* dans les sept jours civils suivant la production du rapport d'étude final (E4).
- M7.** Le *fournisseur de service de transport* doit démontrer sa conformité à l'exigence E5 en recalculant les *ETC* fermes pour toute période décrite à l'exigence E2 de la norme MOD-001 en utilisant l'algorithme défini à l'exigence E5 et les données utilisées pour calculer la valeur spécifiée pour la période désignée. Les données utilisées doivent respecter les exigences de la norme MOD-029-2 et de l'*ATCID*. Pour tenir compte des différences qui peuvent survenir lors du calcul de la valeur (dues à une combinaison de processus automatisés ou manuels), toute valeur recalculée qui se situe dans une plage de $\pm 15\%$ ou 15 MW, selon la plus élevée des deux, de la valeur initialement calculée, atteste que le *fournisseur de service de transport* a utilisé l'algorithme de l'exigence E5 pour calculer son *ETC* ferme (E5).
- M8.** Le *fournisseur de service de transport* doit démontrer sa conformité à l'exigence E5 en recalculant les *ETC* non fermes pour toute période décrite à l'exigence E2 de la norme MOD-001 en utilisant l'algorithme défini à l'exigence E6 et les données utilisées pour calculer la valeur spécifiée pour la période désignée. Les données utilisées doivent respecter les exigences de la norme MOD-029 et de l'*ATCID*. Pour tenir compte des différences qui peuvent survenir lors du calcul de la valeur (dues à une combinaison de processus automatisés ou manuels), toute valeur recalculée qui se situe dans une plage de $\pm 15\%$ ou 15 MW, selon la plus élevée des deux, de la valeur initialement calculée, atteste que le *fournisseur de service de transport* a utilisé l'algorithme de l'exigence E6 pour calculer son *ETC* non ferme (E6).

- M9.** Chaque *fournisseur de service de transport* doit produire la documentation justificative pour les processus utilisés pour mettre en œuvre l'algorithme qui calcule les *ATC* fermes selon l'exigence E7. Cette documentation doit démontrer que seules les variables autorisées à l'exigence E7 ont été utilisées pour calculer les *ATC* fermes, et que les processus font appel aux valeurs actuelles des variables, selon les exigences et les définitions. Noter qu'une variable peut légitimement être nulle si la valeur ne s'applique pas ou que sa valeur calculée est de zéro (comme pour les écoulements inverses, la *TRM*, la *CBM*, etc.). La documentation justificative fournie peut avoir la même forme et le même format que ceux utilisés par le *fournisseur de service de transport* pour la conserver (E7).
- M10.** Chaque *fournisseur de service de transport* doit produire la documentation justificative pour les processus utilisés pour mettre en œuvre l'algorithme qui calcule les *ATC* non fermes selon l'exigence E8. Cette documentation doit démontrer que seules les variables autorisées à l'exigence E8 ont été utilisées pour calculer les *ATC* non fermes, et que les processus font appel aux valeurs actuelles des variables, selon les exigences et les définitions. Noter qu'une variable peut légitimement être nulle si la valeur ne s'applique pas ou que sa valeur calculée est de zéro (comme pour les écoulements inverses, la *TRM*, la *CBM* etc.). La documentation justificative peut avoir la même forme et le même format que ceux utilisés par le *fournisseur de service de transport* pour la conserver (E8).

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Entité régionale

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

Sans objet

1.3. Conservation des données

- L'*exploitant de réseau de transport* et le *fournisseur de service de transport* doivent conserver des données ou des pièces justificatives attestant leur conformité selon les indications ci-dessous, sauf si le *responsable des mesures pour assurer la conformité* lui ordonne de conserver des pièces justificatives spécifiques plus longtemps dans le cadre d'une enquête :
- l'*exploitant de réseau de transport* doit avoir les modèles les plus récents qu'il a utilisés pour déterminer les *TTC* selon l'exigence E1 (M1) ;
- l'*exploitant de réseau de transport* doit avoir les *ATCID* courants et en vigueur fournis par ses *fournisseurs de service de transport* ainsi que toute version antérieure des *ATCID* qui a été en vigueur depuis le dernier audit de conformité pour démontrer sa conformité à l'exigence E1 (M2) ;
- l'*exploitant de réseau de transport* doit conserver les pièces justificatives concernant tout chemin dont les caractéristiques nominales ont été établies avant le 1^{er} janvier 1994 (M3) ;
- l'*exploitant de réseau de transport* doit conserver la version la plus récente et les versions antérieures des rapports d'étude sur les *TTC* pour démontrer sa conformité à l'exigence E2 (M4) ;

- l'*exploitant de réseau de transport* doit conserver les pièces justificatives pour les trois dernières années civiles plus l'année en cours pour démontrer sa conformité aux exigences E3 et E4 (M5 et M6) ;
- le *fournisseur de service de transport* doit conserver les pièces justificatives attestant sa conformité quant au calcul des valeurs horaires requises aux exigences E5 et E6 pour les 14 derniers jours ; les pièces justificatives attestant sa conformité quant au calcul des valeurs quotidiennes requises aux exigences E5 et E6 pour les 30 derniers jours ; et les pièces justificatives attestant sa conformité quant au calcul des valeurs quotidiennes requises aux exigences E5 et E6 pour les soixante derniers jours (M7 et M8) ;
- le *fournisseur de service de transport* doit conserver les pièces justificatives des trois dernières années civiles plus l'année en cours pour démontrer sa conformité aux exigences E7 et E8 (M9 et M10) ;
- un *fournisseur de service de transport* ou un *exploitant de réseau de transport* jugé non conforme doit conserver l'information relative à la non-conformité jusqu'à ce qu'il soit de nouveau jugé conforme.

Le *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers du dernier audit et tous les dossiers d'audit de conformité demandés et soumis subséquemment.

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

On peut faire appel aux processus ci-dessous :

- Audits de conformité
- Déclarations sur la conformité
- Contrôles ponctuels
- Enquêtes sur les non-conformités
- Déclarations de non-conformité
- Plaintes

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune

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

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1.	<p>L'exploitant de réseau de transport a utilisé un modèle qui répondait à toutes les exigences de modélisation spécifiées à l'alinéa E1.1, sauf une.</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant de réseau de transport a utilisé entre une et dix caractéristiques assignées d'une installation qui étaient différentes de celles spécifiées par un propriétaire d'installation de transport ou un propriétaire d'installation de production dans leur modèle de transport (E1.2).</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport a utilisé un modèle qui répondait à toutes les exigences de modélisation spécifiées à l'alinéa E1.1, sauf deux.</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant de réseau de transport a utilisé entre onze et vingt caractéristiques assignées d'une installation qui étaient différentes de celles spécifiées par un propriétaire d'installation de transport ou un propriétaire d'installation de production dans leur modèle de transport (E1.2).</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport a utilisé un modèle qui répondait à toutes les exigences de modélisation spécifiées à l'alinéa E1.1, sauf trois.</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant de réseau de transport a utilisé entre vingt-et-une et trente caractéristiques assignées d'une installation qui étaient différentes de celles spécifiées par un propriétaire d'installation de transport ou un propriétaire d'installation de production dans leur modèle de transport (E1.2).</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport a utilisé un modèle qui ne répondait pas à quatre ou plus des exigences de modélisation spécifiées à l'alinéa E1.1.</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant de réseau de transport a utilisé plus de trente caractéristiques assignées d'une installation différentes de celles spécifiées par un propriétaire d'installation de transport ou un propriétaire d'installation de production dans son modèle de transport (E1.2).</p>
E2.	<p>Une ou deux des situations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> l'exploitant de réseau de transport n'a pas calculé les TTC en utilisant un des éléments aux sous-alinéas E2.1 à E2.6 ; l'exploitant de réseau de transport n'a pas inclus un des éléments exigés dans le rapport d'étude requis en E2.8. 	<p>Une ou deux des situations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> l'exploitant de réseau de transport n'a pas calculé les TTC en utilisant deux des éléments aux sous-alinéas E2.1 à E2.6 ; l'exploitant de réseau de transport n'a pas inclus deux des éléments exigés dans le rapport d'étude requis en E2.8. 	<p>Une ou deux des situations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> l'exploitant de réseau de transport n'a pas calculé les TTC en utilisant trois des éléments aux sous-alinéas E2.1 à E2.6 ; l'exploitant de réseau de transport n'a pas inclus trois des éléments exigés dans le rapport d'étude requis en E2.8. 	<p>Une ou deux des situations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> l'exploitant de réseau de transport n'a pas calculé les TTC en utilisant quatre ou plus des éléments aux sous-alinéas E2.1 à E2.6 ; l'exploitant de réseau de transport n'a pas appliqué l'alinéa E2.7 ; L'exploitant de réseau de transport n'a pas inclus quatre ou plus des éléments

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
				exigés dans le rapport d'étude requis en E2.8.
E3.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas établi la <i>TTC</i> comme étant la valeur la plus faible entre la <i>TTC</i> calculée en utilisant le processus décrit à l'exigence E2 ou toute <i>SOL</i> associée pour plus de zéro chemins <i>ATC</i> , MAIS pas plus de 1 % de tous les chemins <i>ATC</i> ou de 1 chemin <i>ATC</i> (selon la plus élevée des deux valeurs).	L'exploitant de réseau de transport n'a pas établi la <i>TTC</i> comme étant la valeur la plus faible entre la <i>TTC</i> calculée en utilisant le processus décrit à l'exigence E2 ou toute <i>SOL</i> associée pour plus de 1 % de tous les chemins <i>ATC</i> ou de 1 chemin <i>ATC</i> (selon la plus élevée des deux valeurs), MAIS, pas plus de 2 % de tous les chemins <i>ATC</i> ou de 2 chemins <i>ATC</i> (selon la plus élevée des deux valeurs).	L'exploitant de réseau de transport n'a pas établi la <i>TTC</i> comme étant la valeur la plus faible entre la <i>TTC</i> calculée en utilisant le processus décrit à l'exigence E2 ou toute <i>SOL</i> associée pour plus de 2 % de tous les chemins <i>ATC</i> ou de 2 chemins <i>ATC</i> (selon la plus élevée des deux valeurs), MAIS, pas plus de 5 % de tous les chemins <i>ATC</i> ou de 3 chemins <i>ATC</i> (selon la plus élevée des deux valeurs).	L'exploitant de réseau de transport n'a pas établi la <i>TTC</i> comme étant la valeur la plus faible entre la <i>TTC</i> calculée en utilisant le processus décrit à l'exigence E2 ou toute <i>SOL</i> associée, pour plus de à 5 % de tous les chemins <i>ATC</i> ou à 3 chemins <i>ATC</i> (soit la plus élevée des deux valeurs).
E4.	L'exploitant de réseau de transport a fourni la <i>TTC</i> et le rapport d'étude au fournisseur de service de transport plus de sept jours civils, mais pas plus de 14 jours civils, après que le rapport a été finalisé.	L'exploitant de réseau de transport a fourni la <i>TTC</i> et le rapport d'étude au fournisseur de service de transport plus de 14 jours civils, mais pas plus de 21 jours civils, après que le rapport a été finalisé.	L'exploitant de réseau de transport a fourni la <i>TTC</i> et le rapport d'étude au fournisseur de service de transport plus de 21 jours civils, mais pas plus de 28 jours civils, après que le rapport a été finalisé.	L'exploitant de réseau de transport a fourni la <i>TTC</i> et le rapport d'étude au fournisseur de service de transport plus de 28 jours civils, après que le rapport a été finalisé.
E5.	Pour une période donnée, le fournisseur de service de transport a calculé une <i>ETC</i> ferme ayant une valeur absolue différente de celle calculée en M7 pour la même période, et la différence en valeur absolue était supérieure à 15 % de la	Pour une période donnée, le fournisseur de service de transport a calculé une <i>ETC</i> ferme ayant une valeur absolue différente de celle calculée en M7 pour la même période, et la différence en valeur absolue était supérieure à 25 % de la	Pour une période donnée, le fournisseur de service de transport a calculé une <i>ETC</i> ferme ayant une valeur absolue différente de celle calculée en M7 pour la même période, et la différence en valeur absolue était supérieure à 35 % de la	Pour une période donnée, le fournisseur de service de transport a calculé une <i>ETC</i> ferme ayant une valeur absolue différente de celle calculée en M7 pour la même période, et la différence en valeur absolue était supérieure à 45 % de la

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
	valeur calculée pour la mesure ou à 15 MW, selon la plus élevée des deux valeurs, mais d'au plus 25 % de la valeur calculée pour la mesure ou 25 MW, selon la plus élevée des deux valeurs.	valeur calculée pour la mesure ou à 25 MW, selon la plus élevée des deux valeurs, mais d'au plus 35 % de la valeur calculée pour la mesure ou 35 MW, selon la plus élevée des deux valeurs.	valeur calculée pour la mesure ou à 35 MW, selon la plus élevée des deux valeurs, mais d'au plus 45 % de la valeur calculée pour la mesure ou 45 MW, selon la plus élevée des deux valeurs.	valeur calculée pour la mesure ou à 45 MW, selon la plus élevée des deux valeurs.
E6.	Pour une période donnée, le <i>fournisseur de service de transport</i> a calculé une <i>ETC</i> non ferme ayant une valeur absolue différente de celle calculée en M8 pour la même période, et la différence en valeur absolue était supérieure à 15 % de la valeur calculée pour la mesure ou à 15 MW, selon la plus élevée des deux valeurs, mais d'au plus 25 % de la valeur calculée à la mesure ou 25 MW, selon la plus élevée des deux valeurs.	Pour une période donnée, le <i>fournisseur de service de transport</i> a calculé une <i>ETC</i> non ferme ayant une valeur absolue différente de celle calculée en M8 pour la même période, et la différence en valeur absolue était supérieure à 25 % de la valeur calculée pour la mesure ou à 25 MW, selon la plus élevée des deux valeurs, mais d'au plus 35 % de la valeur calculée pour la mesure ou 35 MW, selon la plus élevée des deux valeurs.	Pour une période donnée, le <i>fournisseur de service de transport</i> a calculé une <i>ETC</i> non ferme ayant une valeur absolue différente de celle calculée en M8 pour la même période, et la différence en valeur absolue était supérieure à 35 % de la valeur calculée pour la mesure ou à 35 MW, selon la plus élevée des deux valeurs, mais d'au plus 45 % de la valeur calculée pour la mesure ou 55 MW, selon la plus élevée des deux valeurs.	Pour une période donnée, le <i>fournisseur de service de transport</i> a calculé une <i>ETC</i> ferme ayant une valeur absolue différente de celle calculée en M8 pour la même période, et la différence en valeur absolue était supérieure à 45 % de la valeur calculée pour la mesure ou à 45 MW, selon la plus élevée des deux valeurs.
E7.	Le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas utilisé tous les éléments définis en E7, ou a utilisé des éléments additionnels, afin de déterminer l' <i>ATC</i> ferme de plus de zéro <i>chemin ATC</i> , mais d'au plus 5 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou	Le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas utilisé tous les éléments définis en E7, ou a utilisé des éléments additionnels, afin de déterminer l' <i>ATC</i> ferme de plus de 5 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou de 1 <i>chemin ATC</i> (selon la plus	Le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas utilisé tous les éléments définis en E7, ou a utilisé des éléments additionnels, afin de déterminer l' <i>ATC</i> fermes de plus de 10 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou de 2 <i>chemins ATC</i> (selon la plus	Le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas utilisé tous les éléments définis en E7, ou a utilisé des éléments additionnels, afin de déterminer l' <i>ATC</i> ferme de plus de 15 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou de

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
	1 <i>chemin ATC</i> (selon la plus élevée des deux valeurs).	élevée des deux valeurs), mais d’au plus 10 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou 2 <i>chemins ATC</i> (selon la plus élevée des deux valeurs).	élevée des deux valeurs), mais d’au plus 15 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou 3 <i>chemins ATC</i> (selon la plus élevée des deux valeurs).	3 <i>chemins ATC</i> (selon la plus élevée des deux valeurs).
E8.	Le <i>fournisseur de service de transport</i> n’a pas utilisé tous les éléments définis en E8, ou a utilisé des éléments additionnels, afin de déterminer l’ <i>ATC</i> non ferme de plus de zéro <i>chemin ATC</i> , mais d’au plus de 5 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou 1 <i>chemin ATC</i> (selon la plus élevée des deux valeurs).	Le <i>fournisseur de service de transport</i> n’a pas utilisé tous les éléments définis en E8, ou a utilisé des éléments additionnels, afin de déterminer l’ <i>ATC</i> non ferme de plus de 5 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou de 1 <i>chemin ATC</i> (selon la plus élevée des deux valeurs), mais d’au plus 10 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou 2 <i>chemins ATC</i> (selon la plus élevée des deux valeurs).	Le <i>fournisseur de service de transport</i> n’a pas utilisé tous les éléments définis en E8, ou a utilisé des éléments additionnels, afin de déterminer l’ <i>ATC</i> non ferme de plus de 10 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou de 2 <i>chemins ATC</i> (selon la plus élevée des deux valeurs), mais d’au plus 15 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou 3 <i>chemins ATC</i> (selon la plus élevée des deux valeurs).	Le <i>fournisseur de service de transport</i> n’a pas utilisé tous les éléments définis en E8, ou a utilisé des éléments additionnels, afin de déterminer l’ <i>ATC</i> non ferme de plus de 15 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou de 3 <i>chemins ATC</i> (selon la plus élevée des deux valeurs).

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	26 août 2008	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	
1a	5 novembre 2009	Approbation par le conseil de l'interprétation des exigences E5 et E6	Interprétation (projet 2009-15)
1a	28 février 2014	Mise à jour des VSL d'après l'approbation du 24 juin 2013	
2a	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Remplacement dans la version anglaise des termes « Special protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »
2a	19 novembre 2015	Ordonnance de la FERC approuvant la norme MOD-029-2a ; dossier RM15-13-000	

Annexe 1

Numéro et texte de l'exigence
<p>MOD-001-1, exigence E2 :</p> <p>E2. Chaque <i>fournisseur de service de transport</i> doit calculer les valeurs des <i>ATC</i> ou des <i>AFC</i> énumérées ci-dessous en utilisant la méthodologie ou les méthodologies choisies par son ou ses <i>exploitants de réseau de transport</i> :</p> <p>E2.1. valeurs horaires pour au moins les 48 prochaines heures ;</p> <p>E2.2. valeurs quotidiennes pour au moins les 31 prochains jours civils ;</p> <p>E2.3. valeurs mensuelles pour au moins les 12 prochains mois (mois 2 à 13).</p> <p>MOD-001-01, exigence E8 :</p> <p>E8. Chaque <i>fournisseur de service de transport</i> qui calcule un <i>ATC</i> doit recalculer cet <i>ATC</i> au minimum selon la fréquence suivante, à moins qu'aucune des valeurs calculées figurant dans l'équation d'un <i>ATC</i> n'ait changé :</p> <p>E8.1. valeurs horaires, une fois par heure. Il est alloué 175 heures par année civile aux <i>fournisseurs de service de transport</i> pendant lesquelles les calculs ne sont pas requis, malgré un changement d'une valeur calculée figurant dans l'équation d'un <i>ATC</i> ;</p> <p>E8.2. valeurs quotidiennes, une fois par jour ;</p> <p>E8.3. valeurs mensuelles, une fois par semaine.</p>
Question n°1
<p>Est-ce que l'« advisory ATC » inscrit dans les tarifs du New York Independent System Operator (NYISO) est soumis aux exigences de calcul et de recalcul définies en E2 et en E8 de la norme MOD-001-1 ? Dans la négative, est-il nécessaire de préciser la fréquence de calcul de cet « advisory ATC » dans le <i>document de mise en œuvre de la capacité de transfert disponible (ATCID)</i> de l'entité responsable ?</p>
Réponse à la question n°1
<p>Les exigences E2 et E8 de la norme MOD-001-1 sont toutes deux reliées à l'exigence E1, laquelle définit que les méthodologies de calcul de l'<i>ATC</i> doivent s'appliquer à des « chemins <i>ATC</i> » particuliers. La définition de la NERC d'un <i>chemin ATC</i> est « Toute combinaison de point de réception et de point de livraison pour laquelle une <i>capacité de transfert disponible (ATC)</i> est calculée ; tout chemin publié ». Basé sur un examen du texte de cette demande, des <i>tarifs et conditions des services de transport</i> du NYISO et des autres informations présentées sur le site Web du NYISO, il s'avère que le NYISO possède en fait de multiples <i>chemins ATC</i> soumis aux exigences de calcul et de recalcul définies en E2 et en E8. Il semblerait à la suite de l'examen de ces informations que la définition d'<i>ATC</i> dans les Tarifs du NYISO est identique à celle de la NERC ; c'est pourquoi il est difficile de conclure que l'« advisory ATC » du NYISO n'est pas la même chose que l'<i>ATC</i>. En outre, il semblerait que la réservation de capacité est permise sur certains chemins externes, ce qui rend nécessaire un calcul de l'<i>ATC</i> sur ces chemins qui ne porte pas seulement sur le lendemain.</p> <p>La seconde partie de la question du NYISO dépendant d'une réponse négative à la première, il n'y a pas lieu de la traiter.</p>

Numéro et texte de l'article

MOD-029-2a, exigences E5 et E6 :

E5. Lors du calcul des *ETC* relatifs aux *engagements de transport en vigueur* fermes (ETC_F) pour une période donnée d'un *chemin ATC*, le *fournisseur de service de transport* doit utiliser l'algorithme suivant :

$$ETC_F = NL_F + NITS_F + GF_F + PTP_F + ROR_F + OS_F$$

Où :

NL_F est la capacité ferme mise de côté pour desservir les engagements relatifs à la *charge locale* de pointe prévue pour la période de temps faisant l'objet du calcul, qui doit inclure les pertes et la croissance de la *charge locale* qui ne seraient pas déjà incluses dans la *marge de fiabilité de transport* ou la *marge de partage de capacité* ;

$NITS_F$ est la capacité ferme réservée pour le *service de transport en réseau intégré* desservant la *charge*, qui doit inclure les pertes et la croissance de la charge qui ne seraient pas déjà incluses dans la *marge de fiabilité de transport* ou la *marge de partage de capacité* ;

GF_F est la capacité ferme mise de côté pour un *service de transport* faisant l'objet d'une clause d'antériorité et pour des contrats d'énergie ou de *services de transport* signés avant la date d'entrée en vigueur des *tarifs et conditions des services de transport* ou des tarifs faisant l'objet d'une exonération d'un *fournisseur de service de transport* ;

PTP_F est la capacité ferme réservée pour le *service de transport de point à point* confirmé ;

ROR_F est la capacité ferme réservée pour les droits de reconduction relatifs aux contrats de *service de transport* qui accordent aux *clients d'un service de transport* le droit de premier refus pour ce qui est de continuer ou non à bénéficier du *service de transport* quand le contrat de *service de transport d'un client d'un service de transport* arrive à terme ou est admissible à un renouvellement ;

OS_F est la capacité ferme réservée pour tout autre service, contrat ou entente non précisé ci-dessus et qui utilise le *service de transport* ferme selon l'*ATCID*.

E6. Lors du calcul des *ETC* relatifs aux *engagements de transport en vigueur* non fermes (ETC_{NF}) pour tous les horizons temporels d'un *chemin ATC*, le *fournisseur de service de transport* doit utiliser l'algorithme suivant :

$$ETC_{NF} = NITS_{NF} + GF_{NF} + PTP_{NF} + OS_{NF}$$

Où :

$NITS_{NF}$ est la capacité non ferme mise de côté pour le *service de transport en réseau intégré* desservant la charge (c.-à-d. le service secondaire), qui doit inclure les pertes et la croissance de la charge qui ne seraient pas déjà incluses dans la *marge de fiabilité de transport* ou la *marge de partage de capacité* ;

GF_{NF} est la capacité non ferme mise de côté pour un *service de transport* faisant l'objet d'une clause d'antériorité et pour des contrats d'énergie ou de *services de transport* signés avant la date d'entrée en vigueur des *tarifs et conditions des services de transport* ou des tarifs faisant l'objet d'une exonération d'un *fournisseur de service de transport* ;

PTP_{NF} est la capacité non ferme réservée pour le *service de transport de point à point* confirmé ;

OS_{NF} est la capacité non ferme réservée pour tout autre service, contrat ou entente non précisé ci-dessus et qui utilise le service de transport non ferme selon l'*ATCID*.

Question n°2

Pour le calcul des *ATC*, peut-on calculer la capacité OS_F (exigence E5 de la norme MOD-029-2a) et la capacité OS_{NF} (exigence E6 de la norme MOD-029-2a) en utilisant le concept de Transmission Flow Utilization ?

Réponse à la question n°2

Cette demande d'interprétation ainsi que les tarifs des services de transport du NYISO mentionnent le concept de Transmission Flow Utilization utilisé par le NYISO ; cependant, il n'est pas clair que la *charge locale*, le *service de transport de point à point*, le *service de transport en réseau intégré* ni aucune autre des composantes explicitement définies aux exigences E5 et E6 sont incorporés dans le Transmission Flow Utilization. Si le Transmission Flow Utilization n'incorpore pas les notions de *charge locale*, de *service de transport de point à point*, de *service de transport en réseau intégré* ni aucune autre des composantes explicitement définies aux exigences E5 et E6, alors il convient de les inclure à titre d'autres services. Cependant, si le concept de Transmission Flow Utilization incorpore ces composantes, il conviendrait simplement d'inclure le Transmission Flow Utilization à titre d'autres services.

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
MOD-029-2a – Méthodologie par chemin de transport spécifique**

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

A. Introduction

1. **Titre :** Aucune disposition particulière
2. **Numéro :** Aucune disposition particulière
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**

Les installations visées par cette norme sont les installations du *réseau de transport principal (RTP)*.

5. **Date d'entrée en vigueur :**

- 5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX
- 5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX
- 5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée
et de la présente annexe : XX mois 20XX

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Seule cette mesure est modifiée :

- M8. Le *fournisseur de service de transport* doit démontrer sa conformité à l'exigence E6 en recalculant les ETC non fermes pour toute période décrite à l'exigence E2 de la norme MOD-001 en utilisant l'algorithme défini à l'exigence E6 et les données utilisées pour calculer la valeur spécifiée pour la période désignée. Les données utilisées doivent respecter les exigences de la norme MOD-029 et de l'ATCID. Pour tenir compte des différences qui peuvent survenir lors du calcul de la valeur (dus à une combinaison de processus automatisés ou manuels), toute valeur recalculée qui se situe dans une plage de $\pm 15\%$ ou 15 MW, selon la plus élevée des deux, de la valeur initialement calculée, atteste que le *fournisseur de service de transport* a utilisé l'algorithme de l'exigence E6 pour calculer son ETC non ferme (E6).

D. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**

- 1.1. **Responsable des mesures pour assurer la conformité**

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

- 1.2. **Période de surveillance de la conformité et délai de retour en conformité**

Annexe MOD-029-2a-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme MOD-029-2a – Méthodologie par chemin de transport spécifique

Aucune disposition particulière

1.3. Conservation des données

Au septième tiret, il faut lire :

- le *fournisseur de service de transport* doit conserver les pièces justificatives attestant sa conformité quant au calcul des valeurs horaires requises aux exigences E5 et E6 pour les 14 derniers jours ; les pièces justificatives attestant sa conformité quant au calcul des valeurs quotidiennes requises aux exigences E5 et E6 pour les 30 derniers jours ; et les pièces justificatives attestant sa conformité quant au calcul des valeurs mensuelles requises aux exigences E5 et E6 pour les soixante derniers jours (M7 et M8).

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

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

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

Annexe 1

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	XX mois 201X	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Coordination de la protection du réseau
2. **Numéro :** PRC-001-1.1(ii)
3. **Objet :** Donner l'assurance que la protection du réseau est coordonnée entre les entités exploitantes.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. *Responsables de l'équilibrage*
 - 4.2. *Exploitants de réseau de transport*
 - 4.3. *Exploitants d'installation de production*
5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre de la norme PRC-001-1.1(ii).

B. Exigences

- E1. Chaque *exploitant de réseau de transport*, chaque *responsable de l'équilibrage* et chaque *exploitant d'installation de production* doit bien connaître l'objectif et les limitations des dispositifs des *systèmes de protection* qui sont en place dans sa zone.
- E2. Chaque *exploitant d'installation de production* et chaque *exploitant de réseau de transport* doit aviser les entités responsables de la fiabilité des défaillances de relais ou d'équipement en procédant comme suit :
 - E2.1. Si la défaillance de relais ou d'équipement de protection réduit la fiabilité du réseau, l'*exploitant d'installation de production* doit aviser son *exploitant de réseau de transport* et son *responsable de l'équilibrage-hôte*. L'*exploitant d'installation de production* doit prendre des mesures correctives dans les meilleurs délais.
 - E2.2. Si la défaillance de relais ou d'équipement de protection réduit la fiabilité du réseau, l'*exploitant de réseau de transport* doit aviser son *coordonnateur de la fiabilité* ainsi que les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* qui sont touchés. L'*exploitant de réseau de transport* doit prendre des mesures correctives dans les meilleurs délais.
- E3. Un *exploitant d'installation de production* ou un *exploitant de réseau de transport* doit coordonner les nouveaux systèmes de protection et les modifications de système de protection en procédant comme suit :
 - E3.1. Chaque *exploitant d'installation de production* doit coordonner tous les nouveaux systèmes de protection et toutes les modifications de système de protection avec son *exploitant de réseau de transport* et son *responsable de l'équilibrage-hôte*.
 - L'exigence E3.1 ne s'applique pas aux groupes de production individuels des ressources de production décentralisées visées par l'inclusion I4 de la définition du *système de production-transport d'électricité*.
 - E3.2. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit coordonner tous les nouveaux systèmes de protection et toutes les modifications de système de protection avec les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* voisins.
- E4. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit coordonner les *systèmes de protection* sur les principales lignes de transport et sur les interconnexions avec les *exploitants d'installation de production*, les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* voisins.

- E5.** Un *exploitant d'installation de production* ou un *exploitant de réseau de transport* doit coordonner les changements dans les conditions de production, de transport, de charge ou d'exploitation qui pourraient nécessiter des changements aux *systèmes de protection* des autres :
- E5.1.** Chaque *exploitant d'installation de production* doit aviser au préalable son *exploitant de réseau de transport* des changements dans les conditions de production ou d'exploitation qui pourraient nécessiter des changements aux *systèmes de protection* de l'*exploitant de réseau de transport*.
- E5.2.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit aviser au préalable les *exploitants de réseau de transport* voisins des changements dans les conditions de production, de transport, de charge ou d'exploitation qui pourraient nécessiter des changements aux *systèmes de protection* des autres *exploitants de réseau de transport*.
- E6.** Chaque *exploitant de réseau de transport* et chaque *responsable de l'équilibrage* doit surveiller l'état de chaque *automatisme de réseau* dans leur zone, et doit aviser les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* touchés de tout changement de cet état.

C. Mesures

- M1.** Chaque *exploitant d'installation de production* et chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir, et présenter sur demande, des pièces justificatives pouvant comprendre, sans s'y limiter, une étude révisée de l'analyse des défauts, des lettres d'entente sur les réglages, des avis de modifications, ou toute autre pièce justificative équivalente qui serviront à confirmer qu'il y a eu coordination des nouveaux systèmes de protection ou des modifications de système de protection, comme indiqué aux exigences 3, 3.1 et 3.2.
- M2.** Chaque *exploitant de réseau de transport* et chaque *responsable de l'équilibrage* doit avoir, et présenter sur demande, des pièces justificatives pouvant comprendre, sans s'y limiter, de la documentation, des registres électroniques, des imprimés d'ordinateur, une démonstration sur ordinateur, ou toute autre pièce justificative équivalente qui serviront à confirmer qu'il surveille les *automatismes de réseau* dans sa zone (exigence 6, partie 1).
- M3.** Chaque *exploitant de réseau de transport* et chaque *responsable de l'équilibrage* doit avoir, et présenter sur demande, des pièces justificatives pouvant comprendre, sans s'y limiter, des registres des exploitants, des enregistrements téléphoniques, des avis transmis par voie électronique, ou toute autre pièce justificative équivalente qui serviront à confirmer qu'il a avisé les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* touchés de tout changement d'état de l'un de ses *automatismes de réseau* (exigence 6, partie 2).

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Les *organisations régionales de fiabilité* sont responsables des mesures pour assurer la conformité.

1.2. Surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Une ou plusieurs des méthodes suivantes serviront à évaluer la conformité :

- la déclaration sur la conformité (effectuée chaque année avec présentation d'un rapport selon le calendrier établi) ;
- les contrôles ponctuels (effectués à tout moment avec préavis allant jusqu'à 30 jours pour s'y préparer) ;

- 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 un délai de 60 jours après un événement ou une plainte de non-conformité. L'entité a 30 jours pour s'y préparer. Une entité peut demander une prolongation de la période de préparation et cette demande sera évaluée au cas par cas par le *responsable de la surveillance de la conformité*.)

Le *déla*i de rétablissement de l'état de conformité est de 12 mois après la dernière constatation de non-conformité.

1.3. Conservation des données

Chaque *exploitant d'installation de production* et chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir la version à jour de ses documents en vigueur à présenter comme pièce justificative de sa conformité pour la mesure 1.

Chaque *exploitant de réseau de transport* et chaque *responsable de l'équilibrage* doit conserver un historique de 90 jours de données (pièce justificative) pour les mesures 2 et 3.

Si une entité est jugée non conforme, l'entité doit conserver l'information sur la non-conformité jusqu'à ce qu'elle soit 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 durant une période d'un an à compter de la date de la fin de l'enquête, telle qu'elle est fixée 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 ainsi que tous les dossiers de conformité ultérieurs qui ont été demandés et soumis.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de non-conformité pour les *exploitants d'installation de production* :

2.1. Niveau 1 : Sans objet.

2.2. Niveau 2 : Sans objet.

2.3. Niveau 3 : Sans objet.

2.4. Niveau 4 : N'a pas fourni les pièces justificatives de la coordination avec son *exploitant de réseau de transport* et le *responsable de l'équilibrage-hôte* lors de l'installation de nouveaux systèmes de protection et de toutes les modifications de système de protection comme spécifié en E3.1.

3. Niveaux de non-conformité pour les *exploitants de réseau de transport* :

3.1. Niveau 1 : Sans objet.

3.2. Niveau 2 : Sans objet.

3.3. Niveau 3 : Sans objet.

3.4. Niveau 4 : Il y a une non-conformité de niveau 4 distincte pour chacune des exigences suivantes qui n'est pas respectée :

- 3.4.1** N'a pas fourni les pièces justificatives de la coordination avec les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* voisins de lors de l'installation de nouveaux systèmes de protection et de toutes les modifications de systèmes de protection comme spécifié en E3.2.
- 3.4.2** N'a pas surveillé l'état de chaque *automatisme de réseau*, ou n'a pas avisé les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* touchés de tout changement de cet état comme spécifié en E6.

4. Niveaux de non-conformité pour les responsables de l'équilibrage :

- 4.1. Niveau 1 :** Sans objet.
- 4.2. Niveau 2 :** Sans objet.
- 4.3. Niveau 3 :** Sans objet.
- 4.4. Niveau 4 :** N'a pas surveillé l'état de chaque *automatisme de réseau*, ou n'a pas avisé les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* touchés de tout changement de cet état comme spécifié en E6.

E. Différences régionales

Aucune identifiée.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée en vigueur	Nouvelle
0	8 août 2005	Suppression du mot « Proposed » dans la date d'entrée en vigueur	Erratum
0	25 août 2005	Dans l'introduction, correction du numéro de la norme PRC-001-1 par PRC-001-0	Erratum
1	1 ^{er} novembre 2006	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
1.1	11 avril 2012	Erratum adopté par le comité des normes ; mettre des majuscules au terme Protection System dans la version anglaise conformément au plan de mise en œuvre pour l'approbation de la définition révisée du terme « Protection System » (<i>système de protection</i>) dans le cadre du projet 2007-17)	Erratum associé au projet 2007-17
1.1	9 septembre 2013	Dépôt d'information afin de refléter la définition révisée du terme « Protection System » (<i>système de protection</i>) conformément au plan de mise en œuvre pour ce terme révisé.	

1.1 (i)	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Remplacement dans la version anglaise des termes « Special protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »
1.1(ii)	12 février 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Norme révisée dans le cadre du projet 2014-01 : applicabilité révisée afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du <i>BES</i>
2	9 mai 2012	Adoption par le Conseil d'administration	Exigences E2, E5 et E6 retirées.
1.1 (ii)	29 mai 2015	Lettre d'ordonnance de la FERC dans le dossier RD15-3-000 approuvant la norme PRC-001-1.1 (ii)	Modifications afin d'ajuster l'application de la norme aux propriétaires de ressources de production décentralisées.

Justifications

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

Justification de l'exclusion d'applicabilité concernant l'exigence E3.1

La coordination de nouveaux systèmes de protection (ou de changements aux systèmes de protection existants) associés à des ressources de production décentralisées visées par l'inclusion I4 de la définition du *BES* est habituellement réalisée aux installations d'interconnexion. Cette coordination devrait être réalisée conjointement avec le *TOP*, car il est généralement nécessaire de bien coordonner ces systèmes de protection avec ceux du réseau de transport afin d'assurer le bon fonctionnement global des systèmes de protection.

Il se peut, dans certains cas, que les systèmes de protection installés sur des groupes de production individuels (éoliennes ou onduleurs de panneaux solaires) d'installations de production décentralisées aient besoin d'être coordonnés avec d'autres systèmes de protection à même l'installation de production décentralisée ; toutefois, en général, de tels nouveaux systèmes de protection (ou des changements à de tels systèmes de protection existants) n'ont pas besoin d'être coordonnés avec les systèmes de protection du réseau de transport, puisque cette coordination ne contribuerait en rien à la fiabilité du *BES*.

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-001-1.1(ii) – Coordination de la protection du réseau**

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

A. Introduction

1. **Titre :** Aucune disposition particulière
2. **Numéro :** Aucune disposition particulière
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**

Les installations visées par cette norme sont les installations du *réseau de transport principal (RTP)* et des installations ne faisant pas partie du *réseau de transport principal (RTP)*, telles que spécifiées aux exigences E3 (y compris les alinéas E3.1 et E3.2) et E4.

5. **Date d'entrée en vigueur :**

- 5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX
- 5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX
- 5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée
et de la présente annexe : XX mois 20XX

B. Exigences

La coordination des protections en vertu des exigences E3 (y compris les alinéas E3.1 et E3.2) et E4 vise également :

- la protection de défaillance, de réserve ou de secours, de tout élément limitrophe du *RTP* qui déclenche un élément ne faisant pas partie du *RTP* auquel il est raccordé, si une telle protection existe ;
- la protection de défaillance, de réserve ou de secours, de tout élément ne faisant pas partie du *RTP* qui déclenche un élément du *RTP*, si une telle protection existe.

À l'exigence E6, le terme « *automatisme de réseau (SPS)* » doit être remplacé par « *automatisme de réseau (RAS)* ».

C. Mesures

Aux mesures M2 et M3, le terme « *automatisme de réseau (SPS)* » doit être remplacée par « *automatisme de réseau (RAS)* ».

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-001-1.1(ii) – Coordination de la protection du réseau

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Aucune disposition particulière

1.3. Conservation des données

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

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de non-conformité pour les exploitants d'installation de production

Aucune disposition particulière

3. Niveaux de non-conformité pour les exploitants de réseau de transport

À l'alinéa 3.4.2, le terme « *automatisme de réseau (SPS)* » doit être remplacé par « *automatisme de réseau (RAS)* ».

4. Niveaux de non-conformité pour les responsables de l'équilibrage

À l'alinéa 4.4, le terme « *automatisme de réseau (SPS)* » doit être remplacé par « *automatisme de réseau (RAS)* ».

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Justifications

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	XX mois 201X	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection
2. **Numéro :** PRC-004-5(i)
3. **Objet :** Détecter les *fonctionnements incorrects* dans les *systèmes de protection* des *éléments* du *système de production-transport d'électricité (BES)* et en éliminer les causes
4. **Applicabilité**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 *Propriétaire d'installation de transport*
 - 4.1.2 *Propriétaire d'installation de production*
 - 4.1.3 *Distributeur*
 - 4.2. **Installations :**
 - 4.2.1 *Systèmes de protection d'éléments* du *BES*, avec les exclusions suivantes :
 - 4.2.1.1 fonctions non protectrices intégrées à un *système de protection* ;
 - 4.2.1.2 fonctions protectrices destinées à remplir une fonction de commande pendant les manœuvres¹ ;
 - 4.2.1.3 *automatismes de réseau* ;
 - 4.2.1.4 *plans de défense* ;
 - 4.2.1.5 *systèmes de protection* de groupes de production individuels faisant partie de *ressources de production décentralisées* décrites à l'inclusion I4 de la définition du *BES*, si la puissance nominale globale de ces *installations* de *BES* touchées par les *fonctionnements incorrects* ne dépasse pas 75 MVA.
 - 4.2.2 Systèmes de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) ayant pour fonction de mettre hors circuit un ou plusieurs *éléments* du *BES*.
 - 4.2.3 Systèmes de délestage de charge en sous-tension (DST) ayant pour fonction de mettre hors circuit un ou plusieurs *éléments* du *BES*.
5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir Projet 2008-02.2 Plan de mise en œuvre de la norme.

B. Exigences et mesures

- E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui possède un dispositif de coupure du *BES* qui s'est déclenché selon les critères des alinéas 1.1 à 1.3 doit, dans un délai de 120 jours civils après ce déclenchement, déterminer si un ou plusieurs de ses composants de *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect* :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation]

1. Des compléments d'information et des exemples sont donnés aux sections Fonctions non protectrices et Fonctions de commande, dans la partie Directives d'application.

- 1.1.** le déclenchement du dispositif de coupure du *BES* a été causé par l'action d'un *système de protection* ou par une intervention manuelle en réponse à l'incapacité d'un *système de protection* à intervenir ; et
 - 1.2.** le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* possède une partie ou la totalité du *système de protection combiné* en cause ; et
 - 1.3.** le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* a déterminé que le déclenchement du dispositif de coupure a été causé par un ou plusieurs de ses composants du *système de protection* ou par une intervention manuelle en réponse à l'incapacité de son *système de protection* à intervenir.
- M1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant qu'il a déterminé, dans le délai prescrit, qu'un ou plusieurs de ses composants du *système de protection* ont causé un fonctionnement incorrect selon les critères des alinéas 1.1, 1.2 et 1.3 de l'exigence E1. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E1 et à ses alinéas 1.1, 1.2 et 1.3 : rapports, bases de données, feuilles de chiffrier, courriels, télécopies, listes, journaux, registres, déclarations, analyses de séquence d'événements, indicateurs de relais, relevés d'équipement de surveillance des perturbations, résultats d'essais ou transmissions.
- E2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui possède un dispositif de coupure du *BES* qui s'est déclenché doit, dans un délai de 120 jours civils après ce déclenchement, procéder aux notifications décrites aux alinéas 2.1 et 2.2.
- [Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation en temps différé]*
- 2.1.** Dans le cas du déclenchement d'un dispositif de coupure du *BES* par l'action d'un *système de protection combiné* ou par une intervention manuelle en réponse à l'incapacité d'un *système de protection* à intervenir, le déclenchement doit être notifié aux autres propriétaires qui partagent la responsabilité de déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect* du *système de protection combiné* si tous les critères suivants sont remplis :
 - 2.1.1.** le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* partage la propriété du *système de protection combiné* avec d'autres propriétaires ; et
 - 2.1.2.** le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* a déterminé qu'il y a eu *fonctionnement incorrect* ou ne peut pas exclure un *fonctionnement incorrect* ; et
 - 2.1.3.** le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* a déterminé que son ou ses composants du *système de protection* n'ont pas causé le déclenchement du dispositif de coupure du *BES*, ou n'est pas en mesure de le déterminer.
 - 2.2.** Dans le cas du déclenchement d'un dispositif de coupure du *BES* par un composant de *système de protection* qui joue le rôle de protection de réserve pour une condition d'un *élément* du *BES* d'une autre entité, la notification du déclenchement doit être faite à tout autre propriétaire de *système de protection* auquel est destinée cette protection de réserve.

- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant la notification du ou des autres propriétaires, dans le délai prescrit, conformément à l'exigence E2 et à ses alinéas 2.1 (y compris ses sous-alinéas 2.1.1, 2.1.2 et 2.1.3) et 2.2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E2 et à ses alinéas 2.1 et 2.2 : courriels, télécopies ou transmissions.
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui reçoit une notification selon l'exigence E2 doit, au plus 60 jours civils après cette notification ou au plus 120 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du *BES* (selon l'échéance la plus tardive), déterminer si un ou plusieurs de ses composants du *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect*.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation]
- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant qu'il a déterminé, dans le délai prescrit, si son ou ses composants du *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E3 : rapports, bases de données, feuilles de chiffrier, courriels, télécopies, listes, journaux, registres, déclarations, analyses de séquence d'événements, indicateurs de relais, relevés d'équipement de surveillance des perturbations, résultats d'essais ou transmissions.
- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui n'a pas déterminé la ou les causes d'un *fonctionnement incorrect* déterminé selon l'exigence E1 ou E3 doit mener au moins une activité d'enquête afin d'en déterminer la ou les causes, au moins une fois tous les deux trimestres civils après la détermination initiale du *fonctionnement incorrect*, jusqu'à ce que l'une ou l'autre des actions suivantes mette fin à l'enquête :
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation et exploitation en temps différé]
- la découverte de la ou des causes du *fonctionnement incorrect* ; ou
 - une déclaration indiquant que la cause reste introuvable.
- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant qu'il a mené au moins une activité d'enquête conformément à l'exigence E4 à tous les deux trimestres civils jusqu'à la découverte de la cause ou la présentation d'une déclaration. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E4 : rapports, bases de données, feuilles de chiffrier, courriels, télécopies, listes, journaux, registres, déclarations, analyses de séquence d'événements, indicateurs de relais, relevés d'équipement de surveillance des perturbations, résultats d'essais ou transmissions.
- E5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui possède le ou les composants de *système de protection* qui ont causé le *fonctionnement incorrect* doit, dans un délai de 60 jours civils après la découverte initiale d'une cause du *fonctionnement incorrect* :
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation et planification à long terme]

- élaborer un *plan d'actions correctives* pour le ou les composants de *système de protection* en cause, et évaluer l'applicabilité de ce *plan d'actions correctives* à ses autres *systèmes de protection*, y compris dans d'autres emplacements ; ou
 - expliquer dans une déclaration pourquoi d'éventuelles actions correctives échappent à la capacité d'intervention de l'entité ou n'amélioreraient pas la fiabilité du BES, et que par conséquent aucune autre action corrective n'est prévue.
- M5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant qu'il a élaboré un *plan d'actions correctives* et évalué son applicabilité à d'autres *systèmes de protection* et d'autres emplacements, ou qu'il a présenté une déclaration conforme à l'exigence E5. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E5 : *plan d'actions correctives* et évaluation, ou déclaration.
- E6.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit mettre en œuvre chaque *plan d'actions correctives* élaboré selon l'exigence E5, et le mettre à jour en cas de changement dans les activités ou le calendrier, jusqu'à ce qu'il soit achevé.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation et planification à long terme]
- M6.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant qu'il a mis en œuvre chaque *plan d'actions correctives*, y compris sa mise à jour en cas de changement dans les activités ou le calendrier. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E6 : registres qui documentent la mise en œuvre de chaque *plan d'actions correctives* et l'achèvement des activités qui y sont spécifiées, y compris l'historique des révisions de chaque *plan d'actions correctives*. Les pièces justificatives peuvent aussi comprendre des programmes de gestion des travaux, des ordres de travail et des dossiers d'entretien.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

Le *propriétaire d'installation de transport, le propriétaire d'installation de production et le distributeur* doivent conserver les données ou pièces justificatives de conformité indiquées ci-après, à moins que leur CEA leur demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

Le propriétaire d'installation de transport, le propriétaire d'installation de production et le distributeur doivent conserver les pièces justificatives des exigences E1, E2, E3 et E4 ainsi que des mesures M1, M2, M3 et M4 pendant au moins 12 mois civils après avoir satisfait à chaque exigence.

*Le propriétaire d'installation de transport, le propriétaire d'installation de production et le distributeur doivent conserver les pièces justificatives de l'exigence E5 et de la mesure M5, y compris toute analyse à l'appui selon les exigences E1, E2, E3 et E4, pendant au moins 12 mois civils suivant l'achèvement de chaque *plan d'actions correctives*, la fin de chaque évaluation et la transmission de chaque déclaration.*

*Le propriétaire d'installation de transport, le propriétaire d'installation de production et le distributeur doivent conserver les pièces justificatives de l'exigence E6 et de la mesure M6 pendant au moins 12 mois civils suivant l'achèvement de chaque *plan d'actions correctives*.*

Si un propriétaire d'installation de transport, un propriétaire d'installation de production ou un distributeur est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le CEA doit conserver les derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

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

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

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

D. Tableau des éléments de conformité

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation	Élevé	L'entité responsable a déterminé si un ou plusieurs de ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 120 jours civils et d'au plus 150 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> .	L'entité responsable a déterminé si un ou plusieurs de ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 150 jours civils et d'au plus 165 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> .	L'entité responsable a déterminé si un ou plusieurs de ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 165 jours civils et d'au plus 180 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> .	L'entité responsable a déterminé si un ou plusieurs de ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 180 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> . OU L'entité responsable n'a pas déterminé si un ou plusieurs de ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E1.

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	Évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation	Élevé	L'entité responsable a avisé les autres propriétaires de composant de <i>système de protection</i> selon l'exigence E2, mais dans un délai de plus de 120 jours civils et d'au plus 150 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> .	L'entité responsable a avisé les autres propriétaires de composant de <i>système de protection</i> selon l'exigence E2, mais dans un délai de plus de 150 jours civils et d'au plus 165 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> .	L'entité responsable a avisé les autres propriétaires de composant de <i>système de protection</i> selon l'exigence E2, mais dans un délai de plus de 165 jours civils et d'au plus 180 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> .	L'entité responsable a avisé les autres propriétaires de composant de <i>système de protection</i> selon l'exigence E2, mais dans un délai de plus de 180 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> . OU L'entité responsable a omis d'aviser un ou plusieurs autres propriétaires de composant de <i>système de protection</i> selon l'exigence E2.

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation	Élevé	L'entité responsable a déterminé si son ou ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E3, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.	L'entité responsable a déterminé si son ou ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E3, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 45 jours civils.	L'entité responsable a déterminé si son ou ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E3, mais avec un retard de plus de 45 jours civils et d'au plus 60 jours civils.	L'entité responsable a déterminé si son ou ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E3, mais avec un retard de plus de 60 jours civils. OU L'entité responsable n'a pas déterminé si son ou ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E3.
E4	Évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation	Élevé	L'entité responsable a mené au moins une activité d'enquête selon l'exigence E4, mais avec un retard d'au plus un trimestre civil.	L'entité responsable a mené au moins une activité d'enquête selon l'exigence E4, mais avec un retard de plus d'un trimestre civil et d'au plus deux trimestres civils.	L'entité responsable a mené au moins une activité d'enquête selon l'exigence E4, mais avec un retard de plus de deux trimestres civils et d'au plus trois trimestres civils.	L'entité responsable a mené au moins une activité d'enquête selon l'exigence E4, mais avec un retard de plus de trois trimestres civils. OU L'entité responsable n'a pas mené d'activité d'enquête selon l'exigence E4.

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	Planification de l'exploitation et planification à long terme	Élevé	L'entité responsable a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> ou présenté une déclaration selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 60 jours civils et d'au plus 70 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> . OU (suite à la page suivante)	L'entité responsable a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> ou présenté une déclaration selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 70 jours civils et d'au plus 80 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> . OU (suite à la page suivante)	L'entité responsable a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> ou présenté une déclaration selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 80 jours civils et d'au plus 90 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> . OU (suite à la page suivante)	L'entité responsable a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> ou présenté une déclaration selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 90 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> . OU (suite à la page suivante)

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	(suite)		L'entité responsable a évalué l'applicabilité du <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 60 jours civils et d'au plus 70 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> .	L'entité responsable a évalué l'applicabilité du <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 70 jours civils et d'au plus 80 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> .	L'entité responsable a évalué l'applicabilité du <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 80 jours civils et d'au plus 90 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> .	L'entité responsable n'a pas élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et n'a pas présenté une déclaration selon l'exigence E5. OU L'entité responsable a évalué l'applicabilité du <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 90 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> . OU L'entité responsable n'a pas évalué l'applicabilité du <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E5.
E6	Planification de l'exploitation et planification à long terme	Élevé	L'entité responsable a mis en œuvre un <i>plan d'actions correctives</i> mais ne l'a pas mis à jour en cas de changement dans les activités ou le calendrier selon l'exigence E6.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas mis en œuvre un <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E6.

E. Différences régionales

Aucune.

F. Interprétations

Aucune.

G. Documents connexes

Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau du comité de planification de la NERC.
Assessment of Standards: PRC-003-1 – Regional Procedure for Analysis of Misoperations of Transmission and Generation Protection Systems, PRC-004-1 – Analysis and Mitigation of Transmission and Generation Protection Misoperations, PRC-016-1 – Special Protection System Misoperations. 22 mai 2009².

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée en vigueur	Nouveau document
1	1 ^{er} décembre 2005	<ol style="list-style-type: none"> Remplacement de certains tirets (-) par des tirets courts (–) ou des tirets longs (—). Ajout de points au besoin. Remplacement de « Timeframe » par « Time Frame » dans le titre de la rubrique D.1.2. de la version anglaise. 	20 janvier 2006
1a	17 février 2011	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Interprétation (Projet 2009-17) Ajout de l'annexe 1 : interprétation relative à l'applicabilité de la norme à la protection des transformateurs raccordés radialement.
1a	26 septembre 2011	Ajout en annexe à la version 1 de l'interprétation par la FERC des exigences E1 et E3.	Ordonnance de la FERC approuvant l'interprétation des exigences E1 et E3 effective le 26 septembre 2011.
2	5 août 2011	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Modification du Projet 2010-12 afin de clarifier les exigences du paragraphe 1469 de l'Ordonnance 693.

2. <http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%20DL/PRC-003-004-016%20Report.pdf>

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
2a	26 septembre 2011	Ajout en annexe à la version 2 de l'interprétation par la FERC des exigences E1 et E3.	Ordonnance de la FERC approuvant l'interprétation des exigences E1 et E3 effective le 26 septembre 2011.
2.1a	9 février 2012	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Changement de l'errata dans le cadre du projet 2010-07 pour ajouter : « and generator interconnection Facility » dans la version anglaise de la norme (qui n'a pas été traduite).
3	14 août 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision dans le cadre du projet 2010-05.1.
4	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision de l'applicabilité dans le cadre du projet 2014-01 afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du BES.
5	7 mai 2015	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision dans le cadre du projet 2008-02.2
5(i)	22 juin 2015	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision des facteurs de risque de non-conformité pour les exigences E1 à E6, qui passent de « moyen » à « élevé » en vertu d'une ordonnance de la FERC (151 FERC ¶ 61,129 (2015)).

Éclaircissements et commentaires techniques

Introduction

La présente norme a été élaborée en réponse aux questions de fiabilité soulevées dans la lettre du 7 janvier 2011 de Gerry Cauley³, président et chef de la direction de la NERC :

« Pour presque toutes les grandes pannes de réseau, sauf peut-être celles attribuables à de fortes intempéries, on peut dire que le fonctionnement incorrect de relais ou de commandes automatiques a contribué à la propagation de la panne. (...) Le fonctionnement incorrect des relais (que ce soit leur fonctionnement intempestif ou leur non-fonctionnement en situation de besoin) peut avoir diverses raisons. Premièrement, il peut s'agir d'une défaillance interne – mais cela est assez rare. Le plus souvent, le fonctionnement incorrect d'un relais est dû à des réglages incorrects, à une mauvaise coordination (des temporisations et des valeurs de consigne) avec d'autres dispositifs, d'un entretien et d'essais déficients, ou encore d'une panne de communication ou d'alimentation électrique. Enfin, des erreurs évitables peuvent être le fait de travailleurs sur le terrain et de leurs superviseurs, ou découler des méthodes de l'organisation. »

Cette norme répond aussi aux constats établis dans l'étude *2011 Risk Assessment of Reliability Performance*⁴ (juillet 2011).

« ...un certain nombre cas d'indisponibilités multiples ont pour cause le *fonctionnement incorrect* de systèmes de protection. Ces événements, dont la portée s'étend au-delà des attentes de conception et des procédures d'exploitation, représentent une menace tangible pour la fiabilité. Un examen plus approfondi des causes premières des événements de mode commun et de mode résultant qui comprennent au moins trois indisponibilités déclenchées automatiquement est prioritaire pour la NERC et pour l'industrie. »

Par la suite, l'étude *State of Reliability 2014*⁵ a elle aussi souligné que le *fonctionnement incorrect* des *systèmes de protection* contribue grandement à la gravité des pannes de transport déclenchées automatiquement. Cette étude recommandait aussi l'élaboration de la norme PRC-004-3 parmi les moyens de prévenir le *fonctionnement incorrect* des *systèmes de protection*.

Définitions

La définition du terme *fonctionnement incorrect* découle du document *Transmission Protective Relay System Performance Measuring Methodology*⁶ du groupe de travail I3 du PSRC de l'IEEE. Les types de *fonctionnement incorrect* d'un *système de protection* comprennent le non-fonctionnement, la lenteur de fonctionnement ou le fonctionnement intempestif, en situation de *défaute* ou autre que de défaut.

3. <http://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201005%20Protection%20System%20Misoperations%20DL/20110209130708-Cauley%20letter.pdf>

4. *2011 Risk Assessment of Reliability Performance*. http://www.nerc.com/files/2011_RARPR_FINAL.pdf. Juillet 2011, page 3.

5. *State of Reliability 2014*. NERC. <http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/ReliabilityCoordinationProject20066.aspx>. Mai 2014, page 18 de 106.

6. *Transmission Protective Relay System Performance Measuring Methodology*. Groupe de travail I3 du Power System Relaying Committee de l'IEEE Power Engineering Society. 1999.

Rappelons ici la définition de *système de protection* du *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité de la NERC* (le « glossaire de la NERC »), qui englobe les éléments suivants :

- relais de protection qui répondent à des grandeurs électriques ;
- systèmes de communication nécessaires au fonctionnement correct des fonctions de protection ;
- dispositifs sensibles à la tension et au courant fournissant les intrants aux relais de protection ;
- alimentation de poste à c.c. associée avec les fonctions de protection (incluant les batteries, les chargeurs de batteries, et l'alimentation c.c. sans batteries) ;
- circuits de contrôle associés aux fonctions de protection par la ou les bobines de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure.

Un dispositif de coupure du *BES* est un élément du *BES*, habituellement un disjoncteur ou un interrupteur qui a la capacité de couper un courant de défaut. Bien que les mécanismes de dispositif de coupure du *BES* ne fassent pas partie d'un *système de protection*, la norme utilise le déclenchement d'un dispositif de coupure du *BES* par un *système de protection* comme point de départ pour déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect*.

Les deux définitions suivantes sont proposées pour inclusion dans le glossaire de la NERC :

Système de protection combiné – *Ensemble des systèmes de protection qui fonctionnent en combinaison de manière à protéger un élément. Cette définition exclut la protection de réserve assurée par les systèmes de protection d'autres éléments.*

Cette définition de *système de protection combiné* repose sur le principe que les diverses couches de protection d'un *élément* sont destinées à fonctionner en combinaison. Cette définition est présentée dans la présente norme et est intégrée à la définition proposée de *fonctionnement incorrect* afin de clarifier le fait qu'il faut tenir compte du fonctionnement global de l'ensemble de la protection d'un *élément* lorsqu'on évalue le fonctionnement de cette protection.

Système de protection combiné – Exemple relatif à une ligne

Le *système de protection combiné* de la ligne alpha-bêta (circuit 123) est constitué de protections à courant différentiel, à portée étendue et à autorisation (POTT), à échelons de distance (système classique à zones 1, 2 et 3), instantanée à maximum de courant, temporisée à maximum de courant, sur perte de synchronisme et à maximum de tension. La protection est logée dans les postes électriques alpha et bêta ; elle comprend les relais, les systèmes de communication, les dispositifs sensibles à la tension ou au courant, les alimentations à c.c. et les circuits de contrôle connexes.

Système de protection combiné – Exemple relatif à un transformateur

Le *système de protection combiné* du transformateur alpha (n° 2) est constitué de protections différentielle interne, différentielle globale, instantanée à maximum de courant et temporisée à maximum de courant. La protection est logée dans le poste électrique Alpha ; elle comprend les relais, les dispositifs sensibles à la tension ou au courant, les alimentations à c.c. et les circuits de contrôle connexes.

Système de protection combiné – Exemple relatif à un groupe de production

Le *système de protection combiné* du groupe de production bêta (n° 3) est constitué de protections différentielle d'alternateur, différentielle globale, à maximum de courant, d'isolement à la terre du stator, de retour d'énergie, d'induction (volts par hertz), de perte de champ et à minimum de tension. La protection est logée dans la centrale électrique Bêta et dans le poste Bêta ; elle comprend les relais, les dispositifs sensibles à la tension ou au courant, les alimentations à c.c. et les circuits de contrôle connexes.

Système de protection combiné – Exemple relatif à la défaillance d'un disjoncteur

La protection de défaillance de disjoncteur assure une protection de réserve pour le disjoncteur, et fait donc partie du *système de protection combiné* du disjoncteur. Le fait de considérer que la protection de défaillance de disjoncteur fait partie du *système de protection combiné* d'un autre *élément* pourrait mener à conclure – à tort – qu'un fonctionnement sur défaillance de disjoncteur répond automatiquement aux critères de « fonctionnement lent » de la définition de *fonctionnement incorrect*.

- Exemple de fonctionnement correct d'un *système de protection combiné* de disjoncteur : la protection de défaillance de disjoncteur intervient parce que la protection de ligne s'est déclenchée mais que le disjoncteur n'a pas éliminé le *défaut*. La protection de défaillance de disjoncteur est intervenue à cause d'une bobine de déclenchement défectueuse. Cette bobine défectueuse a entraîné un *fonctionnement incorrect* du *système de protection combiné* de la ligne.
- Exemple de fonctionnement correct d'un *système de protection combiné* de disjoncteur : la protection de défaillance de disjoncteur intervient parce que la protection de ligne s'est déclenchée mais que le disjoncteur n'a pas éliminé le défaut. Dans ce cas, la protection de défaillance de disjoncteur est intervenue à cause d'une défectuosité dans le mécanisme du disjoncteur. Il ne s'agit pas d'un *fonctionnement incorrect*, car le mécanisme du disjoncteur ne fait pas partie du *système de protection combiné* du disjoncteur.
- Exemple de « fonctionnement intempestif sur défaut » : le relais de défaillance de disjoncteur se déclenche en même temps que le relais de protection de ligne pendant un défaut. Ce *fonctionnement incorrect* est causé par le réglage à zéro de la temporisation de défaillance de disjoncteur.

Fonctionnement incorrect – *Incapacité d'un système de protection combiné de fonctionner comme prévu pour assurer la protection voulue. Chacune des situations suivantes constituent un fonctionnement incorrect :*

1. **Non-fonctionnement sur défaut** – *Absence de fonctionnement d'un système de protection combiné dans une condition de défaut pour laquelle il est conçu. La défaillance d'un composant de système de protection ne constitue pas un fonctionnement incorrect si le comportement du système de protection combiné est adéquat.*
2. **Non-fonctionnement hors défaut** – *Absence de fonctionnement d'un système de protection combiné dans une condition autre que de défaut pour laquelle il est conçu, par exemple une oscillation de puissance, une sous-tension, une surexcitation ou une perte d'excitation. La défaillance d'un composant de système de protection ne constitue pas un fonctionnement incorrect si le comportement du système de protection combiné est adéquat.*

3. **Fonctionnement lent sur défaut** – *Fonctionnement plus lent que requis d'un système de protection combiné dans une condition de défaut, si cette lenteur entraîne le fonctionnement du système de protection combiné d'au moins un autre élément.*
4. **Fonctionnement lent hors défaut** – *Fonctionnement plus lent que requis d'un système de protection combiné dans une condition autre que de défaut, par exemple une oscillation de puissance, une sous-tension, une surexcitation ou une perte d'excitation, si cette lenteur entraîne le fonctionnement du système de protection combiné d'au moins un autre élément.*
5. **Fonctionnement intempestif sur défaut** – *Fonctionnement inutile d'un système de protection combiné dans une condition de défaut touchant un autre élément.*
6. **Fonctionnement intempestif hors défaut** – *Fonctionnement inutile d'un système de protection combiné dans une condition autre que de défaut. Le fonctionnement de système de protection combiné qui serait causé par des travailleurs pendant des activités d'entretien sur le site, d'essais, d'inspection, de construction ou de mise en service ne constitue pas un fonctionnement incorrect.*

La définition de *fonctionnement incorrect* repose sur le principe que l'ensemble des protections d'un élément doit fonctionner de façon fiable et sécuritaire.

- L'échec d'un réenclenchement de ligne automatique après une condition de *défaut* ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*, car la définition de *système de protection* ne s'étend pas aux réenclencheurs.
- Le fonctionnement d'une protection de défaillance de disjoncteur ne constitue pas en soi un *fonctionnement incorrect*.
- Le fonctionnement d'une protection de réserve éloignée découlant d'un « non-fonctionnement » ou d'un « fonctionnement lent » ne constitue pas en soi un *fonctionnement incorrect*.

Cette définition proposée de *fonctionnement incorrect* apporte des éclaircissements par rapport à la version actuelle. Un *fonctionnement incorrect* correspond à l'incapacité d'un *système de protection combiné* à fonctionner comme prévu dans son rôle de protection. Cette définition se décline en six catégories qui permettent de mieux distinguer ce qui constitue un *fonctionnement incorrect*. Ces catégories sont décrites plus en détail dans les sections suivantes.

Non-fonctionnement sur défaut

Cette catégorie de *fonctionnement incorrect* a habituellement pour conséquence que la condition de *défaut* est éliminée par un *système de protection* de relève éloigné.

Exemple 1a : Le non-fonctionnement du *système de protection combiné* d'un transformateur en cas de *défaut* sur le transformateur constitue un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 1b : Le non-fonctionnement d'un relais (ou de tout autre composant) « primaire » de transformateur en cas de *défaut* sur le transformateur ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* de catégorie « non-fonctionnement sur défaut » si un autre composant du *système de protection combiné* du transformateur se déclenche.

Exemple 1c : Un manque d'information sur la cible ne constitue pas en soi un *fonctionnement incorrect*. Lorsqu'un système pilote rapide ne trouve pas sa cible parce qu'un élément de zone rapide se déclenche en premier, il ne s'agit pas en soi d'un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 1d : Le non-fonctionnement d'un relais différentiel général ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* de catégorie « non-fonctionnement sur *défaut* » si un autre composant, par exemple un relais différentiel de groupe de production, intervient.

Exemple 1e : Le *système de protection combiné* d'un jeu de barres ne fonctionne pas pendant un *défaut* sur le jeu de barres, ce qui entraîne le fonctionnement de tous les *systèmes de protection* de transformateur locaux reliés à ce jeu de barres et de tous les *systèmes de protection* de ligne éloignés reliés à ce jeu de barres, isolant ainsi du réseau le jeu de barres en défaut. En se déclenchant, les *systèmes de protection* de transformateur locaux et les *systèmes de protection* de ligne éloignés ont joué correctement leur rôle de protection de réserve. La situation se résume à un *fonctionnement incorrect* de catégorie « non-fonctionnement sur *défaut* » du *système de protection combiné* du jeu de barres.

Lorsqu'elle analyse un *système de protection* pour déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect*, l'entité doit aussi examiner si la catégorie « fonctionnement lent sur *défaut* » s'applique à la situation.

Non-fonctionnement hors *défaut*

Cette catégorie de *fonctionnement incorrect* peut avoir entraîné une intervention de l'opérateur. Les conditions de « non-fonctionnement hors *défaut* » citées dans la définition ne sont que des exemples, et ne constituent pas une liste exhaustive.

Exemple 2a : Le non-fonctionnement du *système de protection combiné* d'un groupe de production en cas de perte de champ accidentelle constitue un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 2b : La défaillance d'un relais (ou de tout autre composant) de surexcitation ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* de catégorie « non-fonctionnement hors *défaut* » si le *système de protection combiné* du groupe de production fonctionne comme prévu pour isoler le groupe de production du BES.

Lorsqu'elle analyse un *système de protection* pour déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect*, l'entité doit aussi examiner si la catégorie « fonctionnement lent hors *défaut* » s'applique à la situation.

Fonctionnement lent sur *défaut*

Cette catégorie de *fonctionnement incorrect* entraîne habituellement l'intervention d'un *système de protection* de réserve éloigné avant l'élimination du *défaut*.

Exemple 3a : Un *système de protection combiné* qui fonctionne plus lentement que requis pour une condition de *défaut* constitue un *fonctionnement incorrect* si son retard à se déclencher entraîne le fonctionnement d'un *système de protection combiné* d'au moins un autre *élément*. L'élément à courant différentiel d'un relais multifonctions n'a pas fonctionné lors d'un *défaut* sur une ligne. L'élément temporisé à maximum de courant du même relais se déclenche alors à la fin de son délai ; toutefois, une ligne adjacente a aussi été coupée par un élément temporisé à maximum de courant. On conclut donc que l'élément temporisé à maximum de courant de la ligne en défaut a fonctionné trop lentement.

Exemple 3b : L'incapacité d'un *système de protection combiné* de disjoncteur à fonctionner aussi rapidement que prévu afin de respecter le délai critique d'élimination de *défaut* pour un *défaut* de ligne avec défaillance de disjoncteur (disjoncteur coincé) constitue un *fonctionnement incorrect* si elle a entraîné le fonctionnement intempestif d'un *système de protection combiné* d'un autre *élément*. Si un *système de protection combiné* de groupe de production se déclenche à cause d'une instabilité créée par le fonctionnement lent du

système de protection combiné de disjoncteur, cela ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* de catégorie « *fonctionnement intempestif sur défaut* » du *système de protection combiné* de groupe de production. Il s'agirait plutôt d'un *fonctionnement incorrect* de catégorie « *fonctionnement lent sur défaut* » du *système de protection combiné* de disjoncteur.

Exemple 3c : Une ligne raccordée à un poste d'intégration de la production est protégée par deux systèmes pilotes rapides indépendants. Le *système de protection combiné* de cette ligne comprend aussi, en plus des deux systèmes pilotes, des protections à échelons de distance et temporisées à maximum de courant. Pendant un *défaut* sur cette ligne, les deux systèmes pilotes n'interviennent pas et la protection temporisée à maximum de courant se déclenche, éliminant le *défaut* sans mise hors circuit de groupes de production ni d'autres *éléments* (sans déclenchements excessifs). Cet événement ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*.

L'expression « plus lentement que requis » signifie que le retard du système à fonctionner entraîne le fonctionnement d'un *système de protection combiné* d'au moins un autre *élément*. Il serait difficile de spécifier dans la définition une tolérance précise applicable à chaque type de *système de protection*. Il s'agira plutôt, pour le propriétaire qui évalue le fonctionnement d'un *système de protection*, de déterminer si la vitesse et le résultat du fonctionnement de son *système de protection* produisent le résultat visé. Il n'est pas question d'obliger à documenter les délais de fonctionnement exacts des *systèmes de protection*, mais bien de faire en sorte que le propriétaire qui évalue le fonctionnement de chaque *système de protection* tienne dûment compte de la coordination des relais et de la stabilité du réseau.

L'expression « entraîne le fonctionnement d'un *système de protection combiné* d'au moins un autre *élément* » indique que les relais doivent fonctionner selon la séquence correcte ou prévue (le relais primaire d'un *élément* en défaut doit se déclencher avant les relais de réserve de cet *élément*).

Lorsqu'elle analyse le *système de protection* pour déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect*, l'entité doit aussi envisager la catégorie « *fonctionnement intempestif sur défaut* » dans la mesure où le fonctionnement du *système de protection* d'un *élément* autre que l'*élément* en défaut peut être considéré comme intempestif.

Si une erreur de coordination s'est produite à l'extrémité locale (réglage trop lent), alors c'est la catégorie de *fonctionnement incorrect* « *fonctionnement lent* » à l'extrémité locale qui s'applique.

Fonctionnement lent hors défaut

L'expression « plus lentement que requis » signifie que le retard du système à fonctionner entraîne le fonctionnement d'un *système de protection combiné* d'au moins un autre *élément*. Il serait difficile de spécifier dans la définition une tolérance précise applicable à chaque type de *système de protection*. Il s'agira plutôt, pour le propriétaire qui évalue le fonctionnement d'un *système de protection*, de déterminer si la vitesse et le résultat du fonctionnement de son *système de protection* produisent le résultat visé. Il n'est pas question d'obliger à documenter les délais de fonctionnement exacts des *systèmes de protection*, mais bien de faire en sorte que le propriétaire qui évalue le fonctionnement de chaque *système de protection* tienne dûment compte de la coordination des relais et de la stabilité du réseau.

Exemple 4 : Un défaut phase-phase est survenu aux bornes d'un groupe de production. Le *système de protection combiné* du groupe et le *système de protection combiné* d'une ligne de transport sont tous deux intervenus en réponse au défaut. Une enquête subséquente a révélé une temporisation incorrecte dans la protection du groupe de production ; la protection de

portée étendue de la ligne de transport, correctement réglée, s'est alors déclenchée. Il s'agit d'un *fonctionnement incorrect* du *système de protection combiné* du groupe de production, mais non de celui de la ligne de transport.

Les conditions de « fonctionnement lent hors défaut » citées dans la définition ne sont que des exemples, et ne constituent pas une liste exhaustive

Fonctionnement intempestif sur défaut

Le fonctionnement d'un *système de protection* éloigné correctement coordonné ne constitue pas en soi un *fonctionnement incorrect* si le défaut a persisté assez longtemps pour permettre au *système de protection combiné* de l'*élément* en défaut de fonctionner correctement pour éliminer le *défaut*. Une défaillance d'un dispositif de coupure du *BES*, un *fonctionnement incorrect* de type « non-fonctionnement » ou un *fonctionnement incorrect* de type « fonctionnement lent » peut entraîner le fonctionnement approprié d'un *système de protection* éloigné.

Exemple 5a : Le fonctionnement d'un *système de protection combiné* de transformateur qui se déclenche (inutilement) lors d'un *défaut* de ligne éliminé correctement constitue un *fonctionnement incorrect*. Le *défaut* est éliminé correctement par le *système de protection combiné* de l'équipement en défaut (relais de ligne) et ne nécessite pas l'intervention d'un *système de protection* extérieur ; par conséquent, le fonctionnement du *système de protection* du transformateur constitue un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 5b : Le fonctionnement d'un *système de protection combiné* de ligne qui se déclenche (inutilement) lors d'un *défaut* éliminé correctement sur une ligne différente constitue un *fonctionnement incorrect*. Le *défaut* est éliminé correctement par le *système de protection combiné* de la ligne en défaut (relais de ligne) ; cependant, ailleurs dans le réseau, un signal de blocage sur courant porteur n'a pas été transmis (par exemple un interrupteur de courant porteur laissé en position ouverte), ce qui entraîne le fonctionnement d'un *système de protection* éloigné (déclenchement à une extrémité) d'une ligne saine. Par conséquent, l'intervention du système de protection de la ligne saine constitue un *fonctionnement incorrect* de catégorie « fonctionnement intempestif sur défaut ».

Exemple 5c : Dans le cas d'une erreur de coordination à l'extrémité éloignée (réglage trop rapide), il s'agit d'un *fonctionnement incorrect* de catégorie « fonctionnement intempestif sur défaut » à l'extrémité éloignée.

Fonctionnement intempestif hors défaut

Les fonctionnements intempestifs pour des conditions autres que de *défaut* concernent, sans limitation, les oscillations de puissance, la surexcitation, la perte d'excitation, les excursions de fréquence et le fonctionnement normal.

Exemple 6a : Le fonctionnement d'un *système de protection combiné* d'une ligne à cause d'une défaillance de relais en fonctionnement normal constitue un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 6b : La mise hors circuit d'un groupe de production par la protection contre la perte de champ pendant une excursion de fréquence, alors que le champ demeure intact, constitue un *fonctionnement incorrect* si le *système de protection combiné* n'est pas destiné à intervenir dans cette situation.

Exemple 6c : Le fonctionnement d'un relais d'impédance de ligne à cause de l'entrée d'une oscillation de puissance dans la caractéristique du relais constitue un *fonctionnement incorrect*

si l'oscillation de puissance était stable et que la fonction de blocage sur oscillation de puissance était activée et aurait dû empêcher le fonctionnement.

Exemple 6d : La mise hors circuit d'un groupe de production fonctionnant à sa charge normale, par l'action d'un relais de protection à retour de puissance causée par la défaillance d'un relais, constitue un *fonctionnement incorrect*.

En outre, un fonctionnement en dehors d'une condition de *défaut*, provoqué directement par des travaux sur les lieux (en temps réel) d'entretien, d'essais, d'inspection, de construction ou de mise en service, ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 6e : Le déclenchement d'un dispositif de coupure du *BES* à l'extrémité éloignée d'une ligne en dehors d'une condition de *défaut*, s'il est provoqué directement par des activités d'entretien et d'essai du réseau à l'extrémité locale de la ligne, ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*, car ces activités sont exemptées dans la catégorie 6 de la définition de *fonctionnement incorrect*.

Les activités effectuées sur les lieux et qui provoquent un déclenchement dans un autre endroit sont incluses dans cette exemption. C'est le cas pour le fonctionnement d'un *système de protection* lors de la mise sous tension de l'équipement en vue de diverses mesures, comme la vérification de circuits de courant dans le cadre de la mise en service ; cependant, une fois terminée l'activité d'entretien, d'essais, d'inspection, de construction ou de mise en service associée au *système de protection*, l'exclusion du fonctionnement incorrect « sur les lieux » cesse de s'appliquer, même s'il y a encore présence de personnel sur le chantier.

Cas spéciaux

Le fonctionnement d'un *système de protection* dans les cas suivants ne constituerait pas un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 7a : Le fonctionnement du *système de protection* d'un groupe de production avant la fermeture du ou des disjoncteurs du groupe ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* pourvu qu'aucun *élément* en service ne soit mis hors circuit.

Il n'y a pas *fonctionnement incorrect* dans ce cas, car le groupe de production n'est pas synchronisé et reste isolé du *BES*. Toute action d'un *système de protection* qui se produit pendant que l'*élément* protégé est hors service et qui ne met hors circuit aucun *élément* en service ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*.

Dans certains cas où des zones de protection se chevauchent, les propriétaires d'*élément* peuvent décider de permettre à un *système de protection* de fonctionner plus rapidement afin d'obtenir une meilleure performance d'ensemble du *système de protection* pour un *élément* donné.

Exemple 7b : Le côté haute tension d'un transformateur raccordé à une ligne peut se trouver à l'intérieur de la zone de protection des relais de la ligne qui l'alimente. Dans ce cas, les relais de la ligne sont destinés à protéger le côté haute tension du transformateur, jusqu'à son enroulement primaire. Dans l'intérêt d'une protection plus rapide de la ligne, son *système de protection* peut être conçu et réglé de manière à intervenir sans coordination directe (ou renonciation à la coordination) avec la protection locale contre les *défauts* du côté haute tension du transformateur raccordé à la ligne. Par conséquent, le fonctionnement des relais de protection de la ligne en cas de *défaut* du côté haute tension du transformateur est conforme au résultat souhaité et ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*.

Les deux exemples ci-après présentent des cas de *fonctionnement incorrect*.

Exemple 7c : Une batterie de condensateurs shunt de 230 kV a été mise en exploitation. Au moment de la mise sous tension, elle est mise hors circuit à cause d'une erreur de réglage dans son relais différentiel.

Exemple 7d : Un groupe de transformateurs du *BES* à 230-115 kV, après avoir été mis en exploitation, est mis hors circuit lors de sa remise sous tension à cause du fonctionnement injustifié de son relais différentiel en raison du courant d'appel. Seul le disjoncteur côté haute tension s'ouvre puisque le disjoncteur côté basse tension n'a pas encore été fermé.

Fonctions non protectrices

Les déclenchements de dispositifs de coupure du *BES* qui sont provoqués par des fonctions non protectrices, comme celles associées aux commandes de groupe de production, aux commandes de courant d'excitation, aux commandes de turbine ou de chaudière, aux compensateurs statiques, aux systèmes FACTS, aux systèmes de réseau de transport à courant continu haute tension (CCHT), aux mécanismes de disjoncteur ou aux autres systèmes de commande d'installations ne constituent pas des interventions de système de protection. La présente norme ne s'applique pas aux fonctions non protectrices intégrées à un *système de protection*, comme les fonctions d'automatisation (par exemple pour la collecte de données) ou de commande.

Fonctions de commande

L'entité doit déterminer, pour chaque intervention de son *système de protection*, si la norme s'applique, en tenant compte des exclusions d'applicabilité énumérées à la section 4.2.1 de la norme. Les experts techniques (SME) de l'équipe de rédaction savent que l'utilisation de *systèmes de protection* pour la commande d'*éléments* du *BES* est une pratique très répandue. La présente norme ne s'applique pas aux actions des fonctions protectrices intégrées à un *système de protection* si ces actions visent à commander un *élément* du *BES* dans le cadre d'une procédure de l'entité ou d'une séquence de manœuvres planifiée. Les exemples suivants décrivent des conditions auxquelles la norme ne s'applique pas :

Exemple 8a : Une fonction de protection contre le retour de puissance qui met hors circuit un groupe de production dans le cadre d'une procédure normale ou habituelle de l'entité.

Exemple 8b : Le relais à retour de puissance envoie un signal permissif de déclenchement et le répartiteur met hors circuit le groupe de production.

La norme ne s'applique pas à l'action précitée du relais de protection puisque celle-ci remplit en fait une fonction de commande dans une séquence de mise à l'arrêt contrôlée du groupe de production. Elle reste toutefois applicable aux interventions du relais à retour de puissance en réponse à des conditions autres que la séquence de mise à l'arrêt contrôlée, par exemple une motorisation causée par l'arrêt de la machine motrice.

Voici un autre exemple de condition à laquelle la norme ne s'applique pas :

Exemple 8c : Manœuvre d'une batterie de condensateurs en vue du réglage de tension au moyen de fonctions intégrées à un relais à microprocesseur qui fait partie d'un *système de protection*.

Les cas ci-dessus ne sont présentés qu'à titre d'exemple, et ne constituent aucunement une liste exhaustive de situations auxquelles la norme ne s'applique pas.

Circonstances atténuantes

Pour les cas de catastrophe naturelle ou d'autres circonstances atténuantes, le guide *Sanction Guidelines of the North American Electric Reliability Corporation* (20 décembre 2012) stipule, à sa section 2.8 : « Si des circonstances atténuantes inhabituelles (par exemple une importante catastrophe naturelle) ont entraîné l'infraction ou y ont contribué, la NERC ou l'entité régionale pourra réduire substantiellement ou éliminer les pénalités. » Les entités régionales auxquelles la NERC a délégué les pouvoirs appropriés tiendront compte des circonstances atténuantes en établissant les sanctions liées au non-respect des délais imposés dans la présente norme.

Les fonctionnements de *système de protection* ne se maintiennent pas généralement à un volume élevé. Pour peu que ce volume diminue, les sociétés d'électricité pourront rattraper tout retard au cours de la période de 120 jours prescrite.

Délais prescrits dans les exigences

Les délais prescrits dans toutes les exigences sont bien distincts les uns des autres. L'entité visée par l'exigence E1 dispose de 120 jours civils pour déterminer si un déclenchement de dispositif de coupure du *BES* résulte d'un *fonctionnement incorrect*. Lorsque l'entité visée conclut à un *fonctionnement incorrect*, elle satisfait à l'exigence E1. Si la cause du *fonctionnement incorrect* est inconnue, l'exigence E4 s'applique ainsi que toute exigence subséquente pertinente. Si la cause du *fonctionnement incorrect* a été établie, l'exigence E5 s'applique ainsi que toute exigence subséquente pertinente.

L'exigence E2 accorde à l'entité visée un délai de 120 jours civils, à compter du déclenchement du dispositif de coupure du *BES*, pour aviser les autres propriétaires de *système de protection* qui répondent aux critères des alinéas 2.1 et 2.2. L'exigence E3 accorde à toute entité qui a reçu une notification un délai de 120 jours civils à compter du déclenchement du dispositif de coupure du *BES*, ou de 60 jours civils à compter de la notification (selon l'échéance la plus tardive) pour déterminer si ses composants de *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect*.

Lorsqu'un *fonctionnement incorrect* est déterminé selon l'exigence E1 ou E3 mais que l'entité visée n'a pas pu en établir la cause, l'obligation de mener au moins une activité d'enquête à tous les deux trimestres civils commence ; cette obligation prescrite à l'exigence E4 est reconduite à chaque période. Lorsque les activités d'enquête de l'entité visée établissent la cause du *fonctionnement incorrect* ou que l'entité visée présente une déclaration indiquant que la cause demeure inconnue, l'entité visée satisfait à l'exigence E4.

Le délai prescrit à l'exigence E5 commence dès la découverte initiale d'une cause du *fonctionnement incorrect*. L'entité visée dispose alors de 60 jours civils pour procéder à une des deux démarches indiquées à l'exigence E5 (*plan d'actions correctives* ou déclaration) afin de satisfaire à cette exigence.

Le délai relatif à l'exigence E6 est déterminé par les activités et le calendrier du *plan d'actions correctives*. Les échéances du *plan d'actions correctives* peuvent changer à l'occasion, et l'entité visée doit alors mettre à jour son calendrier selon ces changements.

Les délais prescrits dans les exigences ont été établis de manière à accorder un temps raisonnable pour satisfaire à chaque exigence. Cela dit, il est souhaitable de procéder avec diligence afin de maximiser l'efficacité des différentes étapes du processus (détection des *fonctionnements incorrects*, notification des autres propriétaires de *système de protection*, recherche des causes et mise en œuvre des correctifs), et afin d'éviter que des informations importantes ne deviennent à la longue impossibles à retracer.

Exigence E1

Cette exigence demande que l'on examine chaque déclenchement de dispositif de coupure du *BES* afin de déterminer s'il y a eu ou non *fonctionnement incorrect*. Comme le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* assure habituellement la surveillance et le suivi des déclenchements de ses dispositifs, c'est à lui que revient logiquement la tâche initiale de déterminer les *fonctionnements incorrects* de *systèmes de protection d'éléments* du *BES*. Un examen est exigé : 1) si le déclenchement du dispositif de coupure du *BES* a été causé par l'action d'un *système de protection*, ou encore par une intervention manuelle en réponse à l'incapacité d'un *système de protection* à intervenir ; 2) si le propriétaire possède ne serait-ce qu'une partie des composants du *système de protection* ; et 3) si le propriétaire a déterminé que le déclenchement de son dispositif de coupure a été causé par un ou plusieurs de ses composants de *système de protection* ou par une intervention manuelle en réponse à l'incapacité de son système de protection à intervenir.

Comme la plupart des *fonctionnements incorrects* entraînent le déclenchement d'un ou de plusieurs dispositifs de coupure du *BES*, ces déclenchements doivent donner lieu à un examen afin que soit détecté tout *fonctionnement incorrect*. Si un *élément* est mis hors circuit manuellement en réponse à un non-fonctionnement, cet isolement manuel entraîne l'obligation de déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect*.

Exemple E1a : Défaillance d'un relais de perte de champ d'un groupe de production, qui amène un opérateur à commander manuellement la mise hors circuit du groupe.

L'intervention manuelle est l'indice d'un *fonctionnement incorrect* possible ; le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* doit donc faire enquête.

Dans un cas où un dispositif de coupure du *BES* ne s'est pas déclenché, ce qui a nécessité l'élimination télécommandée du défaut en raison du non-fonctionnement d'un *système de protection combiné*, le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* est quand même tenu de faire enquête selon l'exigence E1. Cependant, si le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* détermine que son composant de *système de protection* est intervenu à titre de protection de réserve pour une condition touchant un élément du *BES* d'une autre entité, l'alinéa 2.2 de l'exigence E2 oblige le propriétaire à en aviser le ou les autres propriétaires de *système de protection* concernés.

Un *système de protection* est constitué de nombreux composants, lesquels peuvent appartenir à différentes entités. Par exemple, un *propriétaire d'installation de production* peut posséder un transformateur de courant qui envoie un signal à un relais différentiel d'un *propriétaire d'installation de transport*. Tous ces composants et bien d'autres font partie d'un *système de protection*. Tous les propriétaires sont censés communiquer entre eux et partager l'information sans restriction, de sorte que les *fonctionnements* de *système de protection* puissent être analysés, les *fonctionnements incorrects* détectés et les actions correctives mises en œuvre.

Il est souhaité que chaque entité fasse preuve de jugement lorsqu'elle détermine si le fonctionnement d'un *système de protection* répond à la définition de *fonctionnement incorrect*, sans égard au degré de propriété. Pour déterminer s'il y a eu ou non *fonctionnement incorrect*, on utilisera généralement une combinaison d'informations à partir de ressources comme des compteurs, des indicateurs de relais, des systèmes de télésurveillance et d'acquisition de données (SCADA) ou des appareils de surveillance des perturbations. Le but visé est qu'un fonctionnement soit classé comme incorrect si l'information disponible mène à cette conclusion ; dans bien des cas, il ne sera pas nécessaire d'exploiter toutes les données disponibles pour déterminer s'il y a ou non *fonctionnement incorrect*. La norme permet aussi à une entité, dans le doute, de conclure à un *fonctionnement incorrect*. L'entité peut décider de considérer qu'il y a eu *fonctionnement incorrect* pour satisfaire à l'exigence E1, puis continuer

d'enquêter sur la cause de ce *fonctionnement incorrect* selon l'exigence E4. Si l'enquête n'est pas concluante, l'entité peut déclarer qu'aucune cause n'a été découverte et mettre fin à l'enquête. L'entité dispose de 120 jours civils à compter de la date du déclenchement de son dispositif de coupure du *BES* pour déterminer si un de ses composants de *système de protection* a causé un *fonctionnement incorrect*.

L'analyse du fonctionnement du *système de protection* peut être documentée par différents moyens (rapport, base de données, feuille de chiffrier, liste, etc.). La documentation peut être organisée de diverses façons, par exemple par dispositif de coupure du *BES*, par *élément* protégé ou par *système de protection combiné*.

Des fonctionnements répétés qui surviennent pendant une même séquence de réenclenchement de ligne n'ont pas à être considérés séparément dans le cadre de l'exigence E1. Ainsi, des fonctionnements incorrects qui se répètent dans une même période de 24 heures ne nécessitent pas de signalements individuels selon l'exigence E1. Cela concorde avec le document *Misoperations Report*⁷ de la NERC :

« Afin d'éviter de fausser les données avec ces événements répétés, le comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC devrait clarifier, dans le prochain compte rendu annuel sur le modèle de signalement des fonctionnements incorrects, que tous les fonctionnements incorrects causés par un même équipement dans une période de 24 heures et ayant une même cause doivent être consignés comme un seul fonctionnement incorrect. »

Voici un exemple de condition qui ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*.

Exemple E1b : Un défaut impédant survient dans un transformateur. Le déclencheur à pression soudaine détecte ce défaut et se déclenche, mais le relais différentiel ne se déclenche pas en raison du faible courant de défaut. Il ne s'agit pas d'un *fonctionnement incorrect*, car le *système de protection combiné* n'avait pas à intervenir puisque le défaut a été éliminé par le déclencheur à pression soudaine.

Exigence E2

L'exigence E2 concerne la notification des entités qui ont un rôle à jouer dans la détermination des *fonctionnements incorrects*, mais qui ne sont pas visées par l'exigence E1. Dans le cas d'une propriété partagée entre plusieurs entités, l'entité qui possède le dispositif de coupure du *BES* qui s'est déclenché est censée faire preuve de jugement pour déterminer les fonctionnements de *système de protection* qui répondent à la définition de *fonctionnement incorrect* selon l'exigence E1 ; cependant, si l'entité qui possède un dispositif de coupure du *BES* détermine que son ou ses composants de *système de protection* n'ont pas causé le déclenchement du dispositif de coupure du *BES* ou si elle est incapable de le déterminer, elle doit notifier le ou les autres propriétaires de *système de protection* qui partagent la responsabilité de déterminer le *fonctionnement incorrect* lorsque les critères de l'exigence E2 sont remplis.

Cette exigence n'empêche en rien les propriétaires de *système de protection* de communiquer entre eux initialement et de travailler ensemble à déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect* et, si oui, à en rechercher la cause. Le propriétaire de dispositif de coupure du *BES* est tenu d'aviser officiellement les autres propriétaires seulement : 1) s'il partage la propriété du *système de protection combiné* avec d'autres propriétaires ; 2) s'il a déterminé qu'il y a eu *fonctionnement incorrect*, ou ne peut pas exclure cette possibilité ; et 3) s'il a déterminé que son ou ses composants de *système de protection* n'ont pas

7. *Misoperations Report*. Groupe de travail sur les fonctionnements incorrects des systèmes de protection de la NERC. 1^{er} avril 2013. http://www.nerc.com/docs/pc/psmtf/PSMTF_Report.pdf. Section *Reporting Multiple Occurrences*, p. 37 de 40.

causé le *fonctionnement incorrect*, ou n'en est pas certain. Le fait d'aviser officiellement les autres propriétaires sans avoir d'abord fait un examen préliminaire risque d'imposer inutilement à ces propriétaires les obligations de conformité de l'exigence E3 et d'accaparer des ressources précieuses, sans apporter grand-chose à la fiabilité. Le propriétaire de dispositif de coupure du *BES* doit aviser officiellement les autres propriétaires au moment opportun, en tenant compte du délai prescrit.

Voici un exemple de notification faite à un autre propriétaire de *système de protection* :

Exemple E2a : « Les disjoncteurs A et B du poste Charlie ont été déclenchés par un système de relais à blocage par comparaison directionnelle (DCB) le 3 mars 2014 à 15 h 43 UTC pendant un *défaut* externe. Comme il a été expliqué la semaine dernière, le registre des défauts indique qu'un problème sur votre équipement (échec de transmission) a entraîné le déclenchement. »

Exemple E2b : Un disjoncteur de groupe de production s'est déclenché dès la synchronisation au réseau à cause d'un *fonctionnement incorrect* de sa protection contre les surintensités. Le disjoncteur du groupe de production à 230 kV qui s'est déclenché appartient au *propriétaire d'installation de transport*. En tant que propriétaire du dispositif de coupure du *BES*, le *propriétaire d'installation de transport* détermine d'abord que ses composants de *système de protection* ne sont pas la cause du *fonctionnement incorrect*, puis avise le *propriétaire d'installation de production* ; celui-ci fait enquête et conclut que ce sont ses composants de *système de protection* qui ont causé le *fonctionnement incorrect*. En tant que propriétaire des composants de *système de protection* qui ont causé le *fonctionnement incorrect*, c'est donc au *propriétaire d'installation de production* qu'il incombe d'élaborer et de mettre en œuvre le *plan d'actions correctives*.

Les critères de notification de l'alinéa 2.1.1 de l'exigence E2 ne s'appliquent pas nécessairement dans le cas d'un *système de protection combiné* dont la propriété est partagée entre différentes entités fonctionnelles au sein de la même entité inscrite au Registre. Par exemple, si le même groupe d'employés d'une entité inscrite au Registre est chargé de déterminer s'il y a *fonctionnement incorrect* à la fois pour les fonctions de *propriétaire d'installation de production* et de *propriétaire d'installation de transport*, la détermination du *fonctionnement incorrect* est entièrement couverte par l'exigence E1 et une notification n'est alors pas nécessaire. Cependant, si la détermination du *fonctionnement incorrect* est confiée à des groupes différents, une notification est nécessaire puisque ce cas n'est pas nécessairement couvert par l'exigence E1.

Exemple E2c : Le *système de protection combiné* de la ligne A (appartenant à l'entité 1) ne s'est pas déclenché sur un *défaut* interne. En conséquence, la zone 3 du *système de protection combiné* de la ligne B (appartenant à l'entité 2) et la zone 3 du *système de protection combiné* de la ligne C (appartenant à l'entité 3) sont intervenues pour éliminer le *défaut*. Les entités 2 et 3 avisent l'entité 1 du fonctionnement de la protection éloignée de zone 3.

Dans le cas où un dispositif de coupure du *BES* se déclenche en tant que protection de réserve d'un élément hors *BES*, l'entité qui fait enquête n'est pas tenue d'aviser les autres propriétaires de *système de protection* relativement aux éléments hors *BES*. Une notification n'est pas exigée parce que la présente norme de fiabilité ne s'applique pas aux *systèmes de protection* d'éléments hors *BES*.

Exigence E3

Dans le contexte de l'exigence E3, l'entité qui partage la propriété d'un *système de protection combiné* et qui reçoit une notification doit faire preuve de jugement pour déterminer si le fonctionnement d'un *système de protection* constituait un *fonctionnement incorrect*. Pour déterminer s'il y a eu ou non

fonctionnement incorrect, on utilisera généralement une combinaison d'informations à partir de ressources comme des compteurs, des indicateurs de relais, des systèmes SCADA et des appareils de surveillance des perturbations, ainsi que l'information fournie par d'autres propriétaires. Le but visé est qu'un fonctionnement soit classé comme incorrect si l'information disponible mène à cette conclusion ; dans bien des cas, il ne sera pas nécessaire d'exploiter toutes les données disponibles pour déterminer s'il y a ou non *fonctionnement incorrect*. La norme permet aussi à une entité, dans le doute, de conclure à un *fonctionnement incorrect*. L'entité peut décider de considérer qu'il y a eu *fonctionnement incorrect* pour satisfaire à l'exigence E1, puis continuer d'enquêter sur la cause de ce *fonctionnement incorrect* selon l'exigence E4. Si l'enquête n'est pas concluante, l'entité peut déclarer qu'aucune cause n'a été découverte et mettre fin à l'enquête.

L'entité qui reçoit une notification du propriétaire de dispositif de coupure du *BES* dispose de 60 jours civils à compter de la notification ou de 120 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du *BES* (selon l'échéance la plus tardive) pour déterminer si l'intervention du système de protection a été causée par sa partie du *système de protection combiné*. Il est souhaité, dans la plupart des cas de *système de protection* en copropriété, que l'entité chargée de la notification communique de manière précoce avec les autres propriétaires. Ainsi, le délai plus court de 60 jours civils n'entre-t-il en jeu que si la notification tombe dans la deuxième moitié du délai de 120 jours civils accordé au propriétaire du dispositif de coupure du *BES* selon l'exigence E1.

L'examen du *système de protection* peut être organisé de différentes manières et prendre plusieurs formes (rapport, base de données, feuille de chiffrier, liste, etc.). La documentation peut être organisée de diverses façons, par exemple par dispositif de coupure du *BES*, par *élément* protégé ou par *système de protection combiné*. La notification reçue du propriétaire du dispositif de coupure du *BES* peut être documentée par différents moyens (courriel, télécopie, etc.).

Exigence E4

L'entité visée par l'exigence E4, qu'il s'agisse du propriétaire du dispositif de coupure du *BES* ou d'une entité qui a reçu une notification, est censée enquêter avec diligence pour découvrir la ou les causes d'un *fonctionnement incorrect* dans sa portion du *système de protection combiné*. Les experts de l'équipe de rédaction savent que dans certains cas, la cause d'un *fonctionnement incorrect* ne sera pas découverte pendant les délais spécifiés aux exigences E1 ou E3 ; c'est pourquoi l'exigence E4 prévoit un mécanisme qui permet à l'entité de poursuivre ses recherches sur l'origine du *fonctionnement incorrect*.

Pour déterminer la cause du *fonctionnement incorrect*, on utilisera généralement une combinaison d'informations à partir de ressources comme des compteurs, des indicateurs de relais, des systèmes SCADA, des appareils de surveillance des perturbations, des résultats d'essais et des études. Au moins une activité d'enquête doit être menée à tous les deux trimestres civils jusqu'à ce que l'enquête prenne fin.

Voici un exemple d'activités d'enquête visant à découvrir la cause d'un *fonctionnement incorrect* :

Exemple E4a : Un *fonctionnement incorrect* est déterminé le 18 mars 2014. Le 24 mars 2014, un retrait de ligne pour mise à l'essai du *système de protection* est programmé (première activité d'enquête) pour le 15 décembre 2014 (au-delà du premier cycle de deux trimestres civils suivants), en raison des conditions de pointe estivale. L'ingénieur en protection s'adresse au fabricant le 10 avril 2014 (pendant le premier cycle de deux trimestres civils) afin de s'informer sur les problèmes antérieurs. L'ingénieur examine les documents du fabricant le 27 mai 2014. Le retrait de ligne est confirmé le 29 août 2014 et est exécuté le 15 décembre 2014. Les essais ont lieu le 16 décembre 2014 (pendant le deuxième cycle de

deux trimestres civils) et amènent à conclure qu'un relais à microprocesseur est la cause du *fonctionnement incorrect*. Un *plan d'actions correctives* visant à remplacer le relais est en cours d'élaboration.

Le recours à des activités périodiques allège le fardeau de conformité et stimule l'entité à rechercher la ou les causes du *fonctionnement incorrect* par l'analyse d'indices mesurables. Les experts de l'équipe de rédaction comprennent que certaines enquêtes peuvent s'étendre sur des mois ou même des années ; c'est pourquoi l'exigence minimale imposée à l'entité est une activité d'enquête à tous les deux trimestres civils. Si une activité d'enquête est menée au cours du premier trimestre d'une année civile, l'activité suivante doit l'être avant la fin du troisième trimestre civil ; si une activité d'enquête est effectuée pendant le dernier trimestre d'une année civile, l'activité suivante doit l'être avant la fin du deuxième trimestre de l'année civile suivante. Exemples d'activités d'enquête : examiner des relevés de surveillance des perturbations, effectuer ou consulter des études, faire l'étalonnage ou l'essai de relais, s'informer auprès du fabricant, demander un retrait ou confirmer un calendrier.

L'enquête se termine lorsque l'entité découvre la cause du *fonctionnement incorrect*, ou encore si elle présente une déclaration indiquant que la cause reste introuvable. Il arrive en effet que tous les moyens d'enquête soient épuisés sans donner d'indication sur une cause possible du *fonctionnement incorrect*. Historiquement, environ 12 % des *fonctionnements incorrects* ont une cause inconnue ou restent inexplicables⁸.

L'entité est tenue de documenter uniquement les activités d'enquête visant à déterminer la cause d'un *fonctionnement incorrect*. Toutefois, elle aurait sans doute avantage à consigner de façon systématique ses activités et ses résultats d'enquête (rapport, base de données, etc.). Des résultats bien documentés peuvent s'avérer utiles pour des enquêtes ultérieures sur des événements ou des circonstances semblables ; on pourra y trouver une description détaillée de l'événement, divers renseignements recueillis, la description des recherches, les constatations, les causes possibles, les causes confirmées et les conclusions. Des copropriétaires d'un *système de protection combiné* pourraient envisager de travailler ensemble à produire un rapport commun, ce qui serait à l'avantage de tous.

Voici des exemples de déclaration d'incapacité à découvrir la cause d'un *fonctionnement incorrect* :

Exemple E4b : Un *fonctionnement incorrect* a été déterminé le 11 avril 2014. Tous les relais des postes A et B ont fonctionné correctement lors des essais du 26 août 2014 (première activité d'enquête). Le système à courant porteur a fonctionné correctement pendant les essais du 27 août 2014. L'équipement de couplage du courant porteur a fonctionné correctement pendant les essais du 28 août 2014. Un examen des réglages de relais effectué le 3 septembre 2014 n'a révélé aucune anomalie. Étant donné que l'équipement en cause dans le déclenchement a fonctionné correctement pendant les essais, que les réglages ont été vérifiés et jugés corrects et que l'équipement aux postes A et B est déjà surveillé, l'enquête a été close faute d'indications quant à la cause possible.

Exemple E4c : Un *fonctionnement incorrect* a été déterminé le 22 mars 2014. Le *système de protection* a été remplacé avant que la cause ait pu être découverte. La protection à liaison par courant porteur a été remplacée par une protection à fibre optique, qui est entrée en service le 16 avril 2014. Le nouveau système sera surveillé afin que soit détectée toute récurrence du *fonctionnement incorrect*.

8. *Misoperations Report*. Sous-comité sur la protection et la surveillance du réseau de la NERC. 1^{er} avril 2013. http://www.nerc.com/docs/pc/psmtf/PSMTF_Report.pdf. Figure 15, *NERC Wide Misoperations by Cause Code*, p. 22 de 40.

Exigence E5

Il importe de corriger les causes des *fonctionnements incorrects des systèmes de protection* de manière à prévenir toute récurrence et d'ainsi renforcer la fiabilité du BES. Le *plan d'actions correctives* est un outil bien établi pour résoudre les problèmes opérationnels. Le glossaire de la NERC définit un *plan d'actions correctives* comme une « *liste des actions, avec leurs échéances, à mettre en œuvre pour remédier à un problème particulier* ». Puisqu'un *plan d'actions correctives* s'articule autour d'un problème particulier, il faut d'abord avoir découvert la cause du *fonctionnement incorrect*. Lorsque cette cause a été établie dans le cadre de l'exigence E1, E3 ou E4, l'exigence E5 demande aux propriétaires du *système de protection* d'élaborer un *plan d'actions correctives*, ou à défaut, d'expliquer pourquoi d'éventuelles actions correctives échappent à la capacité d'intervention de l'entité ou n'amélioreraient pas la fiabilité du BES. L'entité doit élaborer le *plan d'actions correctives*, ou encore présenter une déclaration expliquant pourquoi d'autres actions échappent à sa capacité d'intervention ou n'amélioreraient pas la fiabilité du BES et qu'aucune autre action corrective n'est prévue, dans un délai de 60 jours civils après la découverte initiale d'une cause.

Les experts techniques de l'équipe de rédaction savent que plusieurs causes peuvent se combiner pour entraîner un *fonctionnement incorrect*. Dans un tel cas, le *plan d'actions correctives* doit présenter un correctif pour chacune des causes connues. On peut réviser le *plan d'actions correctives* si l'on découvre des causes supplémentaires ; en fait, l'entité a le choix de créer un ou plusieurs *plans d'actions correctives* pour corriger des causes combinées d'un *fonctionnement incorrect*. La période de 60 jours civils pour l'élaboration du *plan d'actions correctives* (ou de la déclaration) est établie d'après l'expérience de l'industrie ; elle comprend les délais de coordination opérationnelle, l'étude de solutions de rechange, la coordination des ressources et l'élaboration du calendrier.

L'élaboration d'un *plan d'actions correctives* consiste à documenter les opérations nécessaires pour prévenir toute récurrence du *fonctionnement incorrect*, le calendrier d'exécution de ces opérations, ainsi qu'une évaluation de l'applicabilité du *plan d'actions correctives* à d'autres *systèmes de protection* de l'entité, y compris dans d'autres emplacements. L'évaluation de l'applicabilité à d'autres *systèmes de protection* vise à réduire le risque et la probabilité de *fonctionnements incorrects* semblables dans ces systèmes. Il revient au propriétaire du *système de protection* de déterminer l'étendue de son évaluation concernant d'autres *systèmes de protection* et emplacements. Cette évaluation peut amener le propriétaire à intervenir sur des *systèmes de protection* dans d'autres emplacements, ou à exposer le raisonnement qui lui fait décider de ne pas intervenir. Le *plan d'actions correctives* et l'évaluation de son applicabilité à d'autres *systèmes de protection*, y compris dans d'autres emplacements, sont obligatoires en vertu de l'exigence E5.

L'exemple suivant décrit un *plan d'actions correctives* pour un *fonctionnement incorrect* imputable à un relais qui a appliqué un signal de déclenchement continu en raison d'un condensateur défectueux dans le relais, ainsi qu'une évaluation de cette cause dans des emplacements semblables qui amène à conclure que le remplacement du condensateur à ces emplacements n'est pas nécessaire.

L'exécution de chacun des *plans d'actions correctives* des exemples E5a à E5d est décrite aux exemples E6a à E6d.

Exemple E5a : Actions – Retirer le relais du service. Remplacer le condensateur du relais. Mettre à l'essai le relais. Remettre le relais en service ou le remplacer au plus tard le 1^{er} juillet 2014.

Applicabilité aux autres *systèmes de protection* – Ce type de relais d'impédance n'est pas connu comme étant problématique ; en outre, on le remplace systématiquement par des relais à microprocesseur au fur et à mesure de la modernisation des *systèmes de protection*.

On conclut donc qu'un programme de remplacement préventif systématique des condensateurs dans ce type de relais d'impédance n'est pas nécessaire.

L'exemple suivant décrit un *plan d'actions correctives* pour un *fonctionnement incorrect* de relais qui a appliqué un signal de déclenchement continu en raison d'un condensateur défectueux dans le relais ; dans ce cas, l'évaluation de cette cause dans des emplacements semblables amène à conclure au besoin de remplacer préventivement tous les condensateurs.

Exemple E5b : Actions – Retirer le relais du service. Remplacer le condensateur du relais. Mettre à l'essai le relais. Remettre le relais en service ou le remplacer au plus tard le 1^{er} juillet 2014.

Applicabilité aux autres *systèmes de protection* – On soupçonne que ce type de relais d'impédance est la cause de déclenchements antérieurs dans d'autres emplacements en raison de la même défektivité de condensateur. À partir de l'évaluation, il est décidé d'élaborer au plus tard le 1^{er} décembre 2014 un programme de remplacement préventif systématique des condensateurs dans ce type de relais d'impédance.

L'exemple suivant décrit un *plan d'actions correctives* pour un *fonctionnement incorrect* de relais qui a appliqué un signal de déclenchement continu en raison d'un condensateur défectueux dans le relais ; dans ce cas également, l'évaluation de cette cause dans des emplacements semblables amène à conclure au besoin de remplacer préventivement tous les condensateurs.

Exemple E5c : Actions – Retirer le relais du service. Remplacer le condensateur du relais. Mettre à l'essai le relais. Remettre le relais en service ou le remplacer au plus tard le 1^{er} juillet 2014.

Applicabilité aux autres *systèmes de protection* – On soupçonne que ce type de relais d'impédance est la cause de déclenchements antérieurs dans d'autres emplacements en raison de la même défektivité de condensateur. À partir de l'évaluation, il est décidé de remplacer préventivement les condensateurs dans ce type de relais d'impédance aux postes A à I, avec échéance le 30 avril 2015.

Un plan est en cours d'élaboration pour remplacer les condensateurs de relais d'impédance aux postes A, B et C, avec échéance le 1^{er} septembre 2014. Un deuxième plan est en cours d'élaboration pour remplacer les condensateurs des relais d'impédance aux postes D, E et F, avec échéance le 1^{er} novembre 2014. Le dernier plan vise à remplacer les condensateurs de relais d'impédance aux postes G, H et I, avec échéance le 1^{er} février 2015.

L'exemple suivant décrit un *plan d'actions correctives* pour un *fonctionnement incorrect* de relais attribuable à une erreur dans la version 2 de son microprogramme ; l'évaluation de cette cause dans des emplacements semblables conclut que le microprogramme nécessite l'application préventive d'un correctif.

Exemple E5d : Actions – Fournir au fabricant le dossier de défektivité. Installer une version à jour du microprogramme, sous réserve de la réponse du fabricant, au plus tard le 1^{er} octobre 2014.

Applicabilité à d'autres *systèmes de protection* – D'après l'examen d'autres emplacements et l'évaluation des risques, on décide d'installer la nouvelle version 3 du microprogramme dans tous les emplacements qui ont encore la version 2, ce qui représente douze relais dans l'ensemble du réseau. La date d'achèvement proposée est le 31 décembre 2014.

Voici des exemples de situations où l'on présente une déclaration indiquant que d'éventuelles actions correctives échappent à la capacité d'intervention de l'entité ou n'amélioreraient pas la fiabilité du *BES*, et qu'aucune autre action corrective n'est prévue.

Exemple E5e : La cause du *fonctionnement incorrect* réside chez le fournisseur de communications d'une entité non inscrite au Registre.

Exemple E5f : La cause du *fonctionnement incorrect* réside chez un client industriel raccordé à une prise de transformateur de transport qui a amorcé un télédéclenchement direct d'un disjoncteur de transport d'une entité inscrite au Registre.

Si la cause d'un *fonctionnement incorrect* réside dans une entité extérieure non inscrite au Registre, l'influence qu'on peut exercer sur cette entité extérieure est limitée et on peut en conclure que d'éventuelles actions correctives échappent à la capacité d'intervention.

Voici des exemples de déclarations qui expliquent pourquoi d'éventuelles actions correctives n'amélioreraient pas la fiabilité du *BES*.

Exemple E5g : L'enquête révèle que le fonctionnement incorrect est dû à des transitoires associés à la mise sous tension du transformateur ABC au poste Y. Des études indiquent qu'en désensibilisant le relais à ces transitoires, on risquerait de nuire au fonctionnement normal du relais pendant des oscillations dans le réseau électrique.

Exemple E5h : Par suite d'une manœuvre ayant entraîné l'îlotage d'une partie du réseau électrique, le circuit XYZ à l'intérieur de l'îlot a été mis hors tension par un disjoncteur, d'où une perte de charge à l'intérieur de l'îlot. L'enquête subséquente révèle qu'une surfréquence a persisté après l'îlotage, entraînant le fonctionnement du relais de protection de la ligne XYZ. Comme ce relais a été sollicité à l'extérieur de sa plage de fréquence nominale et qu'il ne serait pas soumis à cette condition lorsque la ligne XYZ fonctionne normalement en étant raccordée au *BES*, aucune action corrective n'est adoptée car cela n'améliorerait en rien la fiabilité du *BES*.

Exemple E5i : Pendant une importante tempête de verglas, quatre circuits sur six ont été coupés au poste A. Après la perte de ces circuits, un câble de garde s'est rompu près du poste A sur la ligne AB (entre les postes A et B), entraînant un *défaut* phase-phase. Le dispositif de protection utilisé pour ces groupes de protection est de type POTT (à portée étendue et à autorisation). La protection de la ligne AB au poste B s'est déclenchée avec temporisation pour cet événement (fonctionnement lent sur *défaut*), bien que cette ligne ait été désignée comme nécessitant une élimination rapide du défaut. Une situation de faible alimentation a été créée au poste A en raison de la perte de quatre circuits de transport, ce qui a entraîné l'absence de signal permissif sur la ligne AB à partir du poste A pendant ce défaut. Aucune action corrective ne sera entreprise pour ce *fonctionnement incorrect*, car même en conditions de contingence simple, l'alimentation est normalement suffisante au poste A pour transmettre un signal permissif adéquat au poste B. Un changement au *système de protection* afin de tenir compte d'une telle situation n'améliorerait pas la fiabilité du *BES*.

La déclaration expliquant pourquoi d'éventuelles actions correctives échappent à la capacité d'intervention de l'entité ou n'amélioreraient pas la fiabilité du *BES* doit décrire la cause du *fonctionnement incorrect* et justifier de l'absence d'action corrective. En outre, le recours à une déclaration indiquant qu'aucune autre action corrective n'est prévue doit demeurer peu fréquent.

Exigence E6

Afin de réaliser l'objectif déclaré de la présente norme, qui est de détecter les *fonctionnements incorrects* des *systèmes de protection* des éléments du BES puis d'en corriger les causes, l'entité responsable est tenue de mettre en œuvre un *plan d'actions correctives*, axé sur le ou les problèmes ayant causé le *fonctionnement incorrect*, jusqu'à son achèvement. Les propriétaires de *système de protection*, tout au long de la mise en œuvre du *plan d'actions correctives*, sont tenus de le mettre à jour en cas de changement dans les activités ou le calendrier. Cet objectif vise à réduire la récurrence de *fonctionnements incorrects* de nature semblable afin de renforcer la fiabilité du BES et de réduire le plus possible les risques.

Voici un exemple de mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* visant un *fonctionnement incorrect* de relais qui appliquait un signal de déclenchement continu (se reporter à l'exemple E5a).

Exemple E6a : Actions – Le relais d'impédance est retiré du service le 2 juin 2014 parce qu'il applique un signal de déclenchement continu. On découvre un condensateur défectueux dans le relais d'impédance et on le remplace. Le relais d'impédance fonctionne correctement pendant les essais après le remplacement du condensateur ; il est remis en service le 5 juin 2014.

Le *plan d'actions correctives* est achevé le 25 juin 2014.

L'exemple suivant décrit la mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* visant un *fonctionnement incorrect* de relais qui appliquait un signal de déclenchement continu ; le plan comprend la correction de la déféctuosité ainsi qu'un programme de remplacement systématique (se reporter à l'exemple E5b).

Exemple E6b : Actions – Le relais d'impédance est retiré du service le 2 juin 2014 parce qu'il applique un signal de déclenchement continu. On découvre un condensateur défectueux dans le relais d'impédance et on le remplace. Le relais d'impédance fonctionne correctement pendant les essais après le remplacement du condensateur ; il est remis en service le 5 juin 2014.

Un programme de remplacement préventif systématique des condensateurs de ce type de relais d'impédance est établi le 28 octobre 2014.

Le *plan d'actions correctives* est achevé le 28 octobre 2014.

L'exemple suivant décrit la mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* visant un relais défectueux, avec des interventions préventives touchant des installations semblables, et qui comporte un changement de calendrier (se reporter à l'exemple E5c).

Exemple E6c : Actions – Le relais d'impédance est retiré du service le 2 juin 2014 parce qu'il applique un signal de déclenchement continu. On découvre un condensateur défectueux dans le relais d'impédance et on le remplace. Le relais d'impédance fonctionne correctement pendant les essais après le remplacement du condensateur ; il est remis en service le 5 juin 2014.

Le remplacement des condensateurs de relais d'impédance a été achevé aux postes A, B et C le 16 août 2014. Le même remplacement a été mené à bien aux postes D, E et F le 24 octobre 2014. Le même remplacement aux postes G, H et I, prévu pour le 1^{er} février 2015, a été reporté au 1^{er} avril 2015 en raison d'une réaffectation de ressources ; il a été achevé le 9 mars 2015. Tous les postes indiqués dans l'évaluation ont été visités. Le *plan d'actions correctives* a été achevé le 9 mars 2015.

L'exemple suivant décrit la mise en œuvre d'un plan d'actions correctives concernant un problème de microprogramme, avec des interventions préventives touchant des installations semblables, et qui comporte un changement de calendrier (se reporter à l'exemple E5d).

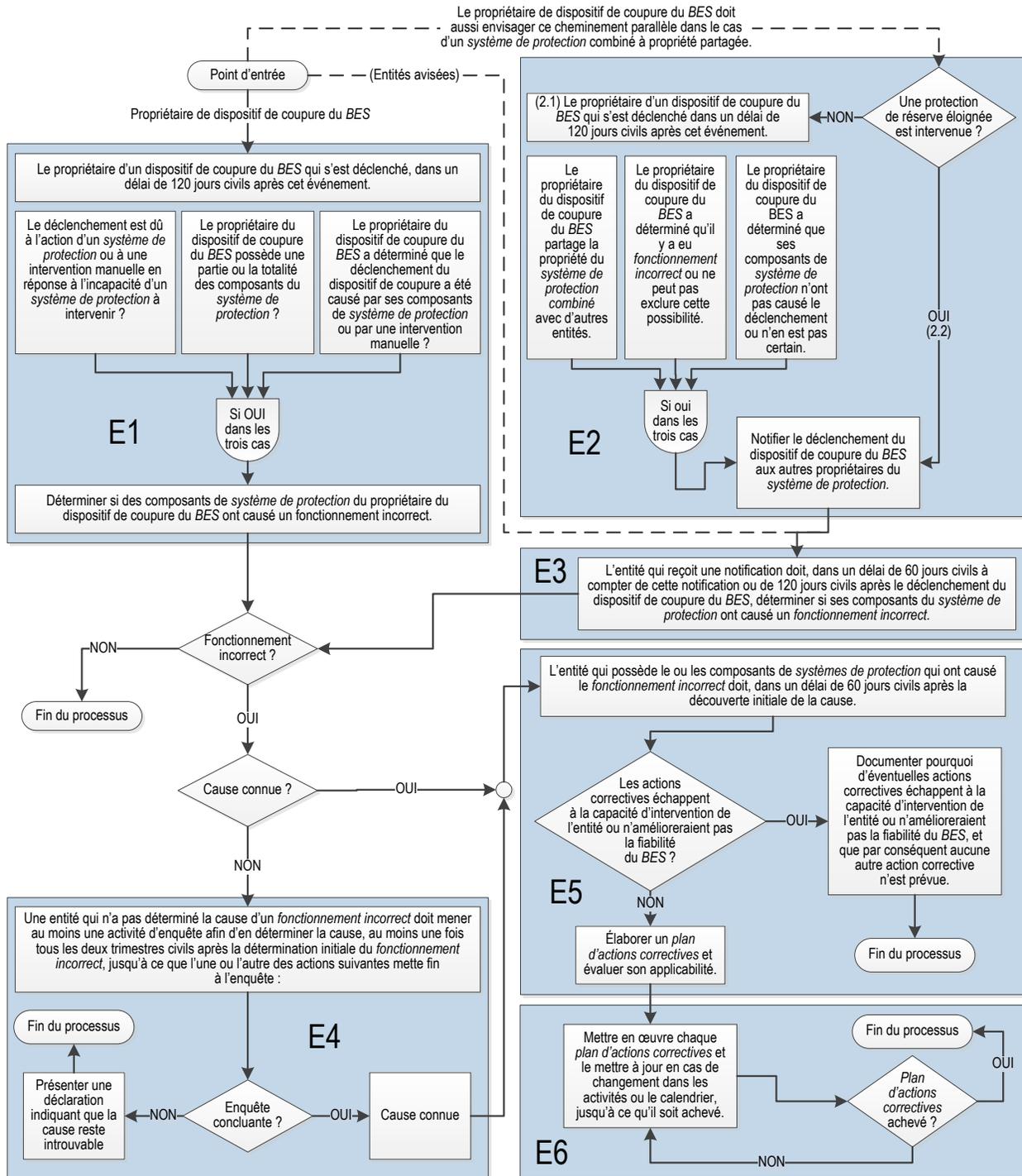
Exemple E6d : Actions – Le dossier de défektivité est fourni au fabricant le 4 juin 2014. Le fabricant répond que le *fonctionnement incorrect* est dû à une erreur dans la version 2 du microprogramme, et recommande d'installer la version 3. Celle-ci est installée le 12 août 2014.

La version 3 du microprogramme est installée pour neuf des douze relais le 23 septembre 2014. Le fabricant fournit par la suite une mise à jour qui est jugée bénéfique pour les autres relais. Les trois autres relais sur les douze désignés comme ayant la version 2 du microprogramme sont mis à jour à la version 3.01 du microprogramme le 10 novembre 2014.

Le *plan d'actions correctives* est achevé le 10 novembre 2014.

Le *plan d'actions correctives* est achevé lorsque toutes les activités qui y sont inscrites ont été exécutées.

Schéma de déroulement : Voici une représentation visuelle des relations entre les exigences :



Justification

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

Justification de la section Introduction :

Les seules modifications apportées à la norme PRC-004-4 par rapport à la version précédente concernent la section 4.2, Installations ; elles visent à clarifier l'applicabilité des exigences de la norme aux *installations* de production. Ces modifications visent à apporter des éclaircissements et à assurer une application uniforme des exigences aux *installations* de production du *BES* qui font partie du *BES* en vertu de l'inclusion I4 sur les *ressources de production décentralisées*.

Les *fonctionnements incorrects* qui surviennent dans les *systèmes de protection de ressources de production* désignées dans l'inclusion I4 de la définition du *BES* n'ont pas d'impact sérieux sur la fiabilité du *BES* lorsqu'on les considère individuellement ; cependant, la capacité globale de ces *ressources de production* serait suffisante pour nuire à la fiabilité du *BES* si plusieurs *systèmes de protection* de ces ressources se déclenchaient de façon intempestive ou ne fonctionnaient pas comme prévu lors d'un événement dans le réseau. Afin de tenir compte du potentiel des *systèmes de protection de ressources de production* individuelles de nuire à la fiabilité du *BES*, la sous-section 4.2.1.5 de la section Installations spécifie un seuil qui concorde avec la définition modifiée du *BES*. Se reporter à l'ordonnance de la FERC approuvant la définition modifiée, dossier n° RD14-2-000, page 20. La sous-section 4.2.1.5 de la section Installations vise à exempter de la norme ces *systèmes de protection* dans des scénarios de « défaillance de mode commun » qui touchent une capacité de production globale ne dépassant pas 75 MVA dans les installations de production décentralisées.

Annexe PRC-004-5(i)-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-004-5(i) – Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection

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

A. Introduction

1. **Titre :** Aucune disposition particulière
2. **Numéro :** Aucune disposition particulière
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

4.2. Installations

Remplacer toute référence au *système de production-transport d'électricité (BES)* par *réseau de transport principal (RTP)* à l'exception de l'alinéa 4.2.1.4 qui est retiré et de l'alinéa 4.2.1.5 qui est remplacé tel que ci-dessous:

4.2.1.4 L'alinéa 4.2.1.4 est retiré vu que *plan de défense* est remplacé par *automatisme de réseau* déjà inclus à l'alinéa 4.2.1.3.

4.2.1.5 *systèmes de protection* de groupes de production individuels faisant partie de *ressources de production décentralisées*, si la puissance nominale globale de ces installations du *RTP* touchées par les *fonctionnements incorrects* ne dépasse pas 75 MVA.

5. Date d'entrée en vigueur :

- 5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX
- 5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX
- 5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée
et de la présente annexe : XX mois 20XX
Date de mise en application pour les installations *RTP* qui ne sont pas également *BPS* :
15 mois après l'entrée en vigueur de la norme

B. Exigences et mesures

Remplacer toute référence au *système de production-transport d'électricité (BES)* par *réseau de transport principal (RTP)*.

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-004-5(i) – Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes
de protection**

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

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

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

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

D. Tableau des éléments de conformité

Remplacer toute référence au *système de production-transport d'électricité (BES)* par *réseau de transport principal (RTP)*.

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Interprétations

Aucune disposition particulière

G. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Éclaircissement et commentaires techniques

Aucune disposition particulière

Justification

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	XX mois 201X	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine
2. **Numéro :** PRC-005-6
3. **Objet :** Documenter et mettre en œuvre des programmes pour l'entretien de tous les systèmes de protection, les réenclencheurs automatiques et les déclencheurs à pression soudaine qui ont une incidence sur la fiabilité du système de production-transport d'électricité (BES), de manière qu'ils soient maintenus en bon état de marche.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 *Propriétaire d'installation de transport*
 - 4.1.2 *Propriétaire d'installation de production*
 - 4.1.3 *Distributeur*
 - 4.2. **Installations :**
 - 4.2.1 *Systèmes de protection et déclencheurs à pression soudaine servant à détecter des défauts sur les éléments du BES (lignes, jeux de barres, transformateurs, etc.)*
 - 4.2.2 *Systèmes de protection de systèmes de délestage en sous-fréquence (DSF) installés selon les exigences de délestage en sous-fréquence de l'organisme de fiabilité électrique (ERO).*
 - 4.2.3 *Systèmes de protection de systèmes de délestage en sous-tension (DST) servant à empêcher l'effondrement ou l'instabilité de la tension du réseau afin de maintenir la fiabilité du BES.*
 - 4.2.4 *Systèmes de protection installés à titre d'automatisme de réseau (RAS) afin de maintenir la fiabilité du BES.*
 - 4.2.5 *Systèmes de protection et déclencheurs à pression soudaine d'installations de production qui font partie du BES (sauf les groupes de production visés par l'inclusion I4 de la définition du BES), notamment les suivants :*
 - 4.2.5.1 *Systèmes de protection servant à mettre hors circuit un groupe de production, directement ou par l'action de relais de verrouillage ou de relais de déclenchement auxiliaires.*
 - 4.2.5.2 *Systèmes de protection et déclencheurs à pression soudaine de transformateurs élévateurs de groupes de production qui font partie du BES.*
 - 4.2.5.3 *Systèmes de protection et déclencheurs à pression soudaine de services auxiliaires ou de transformateurs d'excitation raccordés au jeu de barres de groupes de production qui font partie du BES, dont la fonction est de mettre hors circuit le groupe de production directement ou par l'action de relais de verrouillage ou de relais de déclenchement auxiliaires.*

- 4.2.6** *Systèmes de protection et déclencheurs à pression soudaine des installations de production suivantes qui font partie du BES, dans le cas des ressources de production décentralisées visées par l'inclusion I4 de la définition du BES :*
- 4.2.6.1** *Systèmes de protection et déclencheurs à pression soudaine d'installations servant à regrouper une production décentralisée qui fait partie du BES, entre le point où cette production combinée dépasse 75 MVA et le point commun de raccordement à une tension d'au moins 100 kV.*
- 4.2.7** *Réenclencheurs automatiques¹, y compris :*
- 4.2.7.1** *un réenclencheur automatique appliqué aux bornes d'éléments raccordés au jeu de barres du BES situé dans des postes de centrale électrique, si la capacité installée brute totale de la centrale est supérieure à la capacité brute du plus grand groupe de production du BES dans la zone d'équilibrage ou, dans le cas d'un membre de groupe de partage des réserves, le plus grand groupe de production au sein du groupe de partage des réserves² :*
- 4.2.7.2** *un réenclencheur automatique appliqué aux bornes de tous les éléments du BES à des postes distants d'un jeu de barres des centrales électriques dont il est question à la section 4.2.7.1, si le poste est situé à moins de 10 milles de circuit du poste de centrale électrique :*
- 4.2.7.3** *un réenclencheur automatique faisant partie intégrante d'un automatisme de réseau spécifié à la section 4.2.4.*

5. Date d'entrée en vigueur :

Voir le plan de mise en œuvre de cette norme.

6. Définitions de termes utilisés dans la norme :

Réenclencheur automatique – Comprend les *composants* suivants :

- relais réenclencheur ;
- relais ou fonctions de surveillance, c'est-à-dire des relais ou fonctions qui jouent un rôle de contrôle de tension ou de synchronisme et qui activent ou désactivent le fonctionnement du relais réenclencheur ;
- capteurs de tension associés aux relais ou fonctions de surveillance ;

-
1. Le *réenclencheur automatique* spécifié aux sections 4.2.7.1 et 4.2.7.2 peut être exclu si le propriétaire de l'équipement peut démontrer qu'un défaut triphasé rapproché qui persiste pendant deux fois le délai d'élimination normal d'un défaut (soit au moins un déclenchement, une refermeture et un déclenchement) n'entraîne pas la perte dans l'*Interconnexion* d'une production brute totale dépassant la capacité brute du plus grand groupe de production du BES pertinent auquel est appliqué le *réenclencheur automatique*.
 2. Le plus grand groupe de production du BES dans une *zone d'équilibrage* ou le plus grand groupe de production au sein d'un *groupe de partage des réserves*, selon le cas, est susceptible de changer. Par suite d'un tel changement, les *composants* de *réenclencheur automatique* visés par la norme pourraient changer, à compter de la date d'un tel changement.

- circuits de contrôle associés au relais réenclencheur ou aux relais ou fonctions de surveillance.

Déclencheur à pression soudaine – Système qui déclenche un ou des appareils de coupure afin d'isoler l'équipement qu'il surveille, et qui comprend les *composants* suivants :

- relais de surpression de *défaut* – relais ou autre dispositif mécanique qui détecte un changement rapide de pression de gaz, de pression d'huile ou de débit d'huile causé par un *défaut* dans un équipement bobiné à bain d'huile :
- circuits de contrôle associés à un relais de surpression de défaut.

Problème d'entretien non résolu – Lacune découverte pendant une activité d'entretien qui entraîne un niveau de performance insatisfaisant du *composant*, qui ne peut pas être corrigée pendant l'intervalle d'entretien et qui nécessite une action corrective de suivi.

Segment – Ensemble de *composants* répondant à une norme de conception uniforme ou correspondant à un modèle ou à un type particulier d'un même fabricant, qui ont normalement d'autres facteurs communs. Un niveau de performance uniforme est attendu de toute la population d'un *segment*. Un *segment* doit comporter au moins 60 *composants*.

Type de composant

- L'un ou l'autre des cinq éléments précisés dans la définition d'un *système de protection*.
- L'un ou l'autre des quatre éléments précisés dans la définition d'un *réenclencheur automatique*.
- L'un ou l'autre des deux éléments précisés dans la définition d'un *déclencheur à pression soudaine*.

Composant – Tout dispositif distinct compris dans un *système de protection*, un *réenclencheur automatique* ou un *déclencheur à pression soudaine*.

Événement dénombrable – Toute défaillance d'un *composant* nécessitant sa réparation ou son remplacement, toute condition constatée au cours des activités d'entretien des tableaux 1-1 à 1-5, 3, 4-1 à 4-3 et 5 et nécessitant une action corrective, ou tout *fonctionnement incorrect* d'un *système de protection* attribuable à une défaillance matérielle ou d'étalonnage. Les *fonctionnements incorrects* attribuables à des erreurs de conception de produit, ou à des erreurs de programmation, à des réglages de relais non conformes aux spécifications, à des erreurs de configuration ou d'application de *composants* de *systèmes de protection*, de *réenclencheurs automatiques* ou de *déclencheurs à pression soudaine* ne sont pas considérés comme des *événements dénombrables*.

B. Exigences et mesures

- E1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit établir un *programme d'entretien de systèmes de protection (PSMP)* pour ses *systèmes de protection*, ses *réenclencheurs automatiques* ou ses *déclencheurs à pression soudaine* tels que définis à la section 4.2, Installations.

[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps différé]

Le *PSMP* doit :

- 1.1.** indiquer quelle méthode d'entretien (à intervalles préétablis, selon la performance d'après l'annexe A de la norme PRC-005, ou une combinaison des deux méthodes) est adoptée pour chaque *type de composant de système de protection, de réenclencheur automatique* ou de *déclencheur à pression soudaine*. Toutes les batteries associées au *type de composant* « alimentation à c.c. de poste » d'un *système de protection* doivent être régies par un programme d'entretien à intervalles préétablis conforme aux tableaux 1-4 et 3.
 - 1.2.** indiquer les attributs pertinents de surveillance de *composant* qui s'appliquent à chaque *type de composant de système de protection, de réenclencheur automatique* ou de *déclencheur à pression soudaine* selon les intervalles d'entretien prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5 si la surveillance vise à augmenter les intervalles d'entretien au-delà des valeurs spécifiées pour des *composants de système de protection, de réenclencheur automatique* ou de *déclencheur à pression soudaine* non surveillés.
- M1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit avoir un *PSMP* documenté conformément à l'exigence E1.
- Pour chaque *type de composant de système de protection, de réenclencheur automatique* ou de *déclencheur à pression soudaine*, la documentation doit indiquer la méthode d'entretien adoptée (à intervalles préétablis, selon la performance ou une combinaison des deux méthodes), et doit indiquer que toutes les batteries associées au *type de composant* « alimentation à c.c. de poste » figurent dans un programme d'entretien à intervalles préétablis conforme aux tableaux 1-4 et 3 (alinéa 1.1).
- Pour les *types de composant* dont la surveillance permet d'allonger l'intervalle d'entretien, la ou les entités responsables doivent avoir une ou des pièces justificatives, pour chaque *type de composant de système de protection, de réenclencheur automatique* ou de *déclencheur à pression soudaine* (comme une fiche technique ou des dessins techniques du fabricant), attestant des attributs de surveillance de *composant* conformément aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5 (alinéa 1.2 de l'exigence E1)
- E2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui adopte dans son *PSMP* des intervalles d'entretien liés à la performance doit établir et maintenir ces intervalles conformément à l'annexe A de la norme PRC-005.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps différé]
- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui adopte des intervalles d'entretien liés à la performance doit avoir une ou des pièces justificatives attestant que son ou ses programmes courants d'entretien selon la performance sont conformes à l'exigence E2. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des listes de *composants*, des fiches d'entretien datées et des fiches et résultats d'analyse datés.
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui applique un programme d'entretien à intervalles préétablis pour les *composants de ses systèmes de protection, réenclencheurs automatiques* ou *déclencheurs à pression soudaine* doit assurer l'entretien de ceux-ci conformément aux activités minimales et aux intervalles maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps différé]

- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui applique un programme d'entretien à intervalles préétablis doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a assuré l'entretien des *composants de système de protection, de réenclencheur automatique et de déclencheur à pression soudaine* visés par le programme en question conformément à l'exigence E3. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des fiches ou des sommaires d'entretien datés, des listes de contrôle datées, des rapports d'inspection datés ou des bons de commande datés.
- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui applique un programme d'entretien selon la performance en vertu de l'exigence E2 doit mettre en œuvre son *PSMP* et en assurer le suivi pour les *composants de système de protection, de réenclencheur automatique et de déclencheur à pression soudaine* visés par le programme en question.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps différé]
- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui adopte des intervalles d'entretien liés à la performance en vertu de l'exigence E2 doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a mis en œuvre le *PSMP* pour les *composants de système de protection, de réenclencheur automatique et de déclencheur à pression soudaine* visés par son programme d'entretien selon la performance conformément à l'exigence E4. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des fiches ou des sommaires d'entretien datés, des listes de contrôle datées, des rapports d'inspection datés ou des bons de commande datés.
- E5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit démontrer qu'il s'efforce de corriger les *problèmes d'entretien non résolus*.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps différé]
- M5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il s'est efforcé de corriger les *problèmes d'entretien non résolus* conformément à l'exigence E5. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des ordres de travail, des commandes de *composants* de rechange, des factures, des calendriers de projet avec étapes franchies, des autorisations de retour d'équipement ou des bons de commande.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant la conformité indiqués ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

Aux fins de l'exigence E1, chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit conserver la version courante datée de son *PSMP*, ainsi que toute version devenue périmée depuis l'audit de conformité le plus récent, y compris la documentation qui précise le type de programme d'entretien adopté pour chaque *type de composant de système de protection, de réenclencheur automatique et de déclencheur à pression soudaine*.

Aux fins des exigences E2, E3 et E4, dans les cas où l'intervalle entre les activités d'entretien est plus long que le cycle d'audit, le *propriétaire d'installation de transport, le propriétaire d'installation de production et le distributeur* doivent chacun conserver une documentation de la plus récente exécution de l'activité d'entretien pour le *composant de système de protection, de réenclencheur automatique ou de déclencheur à pression soudaine*. Dans les cas où l'intervalle entre les activités d'entretien est plus court que le cycle d'audit, ces entités doivent conserver la documentation de toutes les exécutions (conformément aux tableaux) de l'activité d'entretien pour le *composant de système de protection, de réenclencheur automatique ou de déclencheur à pression soudaine* depuis la date de l'audit programmé le plus récent.

Aux fins de l'exigence E5, le *propriétaire d'installation de transport, le propriétaire d'installation de production et le distributeur* doivent chacun conserver une documentation des *problèmes d'entretien non résolus* constatés par l'entité depuis le dernier audit, y compris tous ceux qui ont été résolus depuis le dernier audit.

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

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations de non-conformité

Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

Tableau des éléments de conformité

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	<p>Le <i>PSMP</i> de l'entité n'indique pas, pour un des <i>types de composant</i>, si l'entité a adopté une méthode d'entretien à intervalles préétablis, selon la performance, ou une combinaison des deux. (Alinéa 1.1).</p>	<p>Le <i>PSMP</i> de l'entité n'indique pas, pour deux des <i>types de composant</i>, si l'entité a adopté une méthode d'entretien à intervalles préétablis, selon la performance, ou une combinaison des deux. (Alinéa 1.1).</p>	<p>Le <i>PSMP</i> de l'entité n'indique pas, pour trois des <i>types de composant</i>, si l'entité a adopté une méthode d'entretien à intervalles préétablis, selon la performance, ou une combinaison des deux. (Alinéa 1.1).</p> <p>OU</p> <p>Le <i>PSMP</i> de l'entité n'indique pas les attributs de surveillance qui s'appliquent à chaque <i>type de composant</i> en rapport avec les intervalles d'entretien prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5, si la surveillance vise à augmenter les intervalles d'entretien au-delà des valeurs spécifiées pour des <i>composants</i> non surveillés. (Alinéa 1.2).</p>	<p>L'entité n'a pas établi de <i>PSMP</i>.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>PSMP</i> de l'entité n'indique pas, pour au moins quatre des <i>types de composant</i>, si l'entité a adopté une méthode d'entretien à intervalles préétablis, selon la performance, ou une combinaison des deux. (Alinéa 1.1).</p> <p>OU</p> <p>Le <i>PSMP</i> de l'entité ne prévoit pas de programme d'entretien à intervalles préétablis pour les batteries d'alimentation de poste applicables. (Alinéa 1.1).</p>

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	L'entité a adopté dans son <i>PSMP</i> des intervalles d'entretien liés à la performance, mais n'a pas réduit le taux d'événements dénombrables à un maximum de 4 % dans un délai de trois ans.	S. O.	L'entité a adopté dans son <i>PSMP</i> des intervalles d'entretien liés à la performance, mais n'a pas réduit le taux d'événements dénombrables à un maximum de 4 % dans un délai de quatre ans.	<p>L'entité a adopté dans son <i>PSMP</i> des intervalles d'entretien liés à la performance, mais :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) n'a pas justifié techniquement, selon l'exigence E2, l'adoption initiale d'un <i>PSMP</i> selon la performance ; OU 2) n'a pas réduit le taux d'événements dénombrables à un maximum de 4 % dans un délai de cinq ans ; OU 3) a utilisé un <i>segment</i> comportant moins de 60 <i>composants</i> ; OU 4) n'a pas : <ul style="list-style-type: none"> • mis à jour annuellement la liste des <i>composants</i> ; OU • procédé annuellement à l'entretien de 5 % des <i>composants</i> d'un <i>segment</i> ou de 3 <i>composants</i>, selon la valeur la plus élevée ; OU • analysé annuellement les activités et les résultats du <i>PSMP</i> pour chaque <i>segment</i>.

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Dans le cadre d'un programme d'entretien à intervalles préétablis, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien, conformément aux activités minimales et aux intervalles maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5 pour 5 % ou moins des <i>composants</i> d'un <i>type de composant</i> donné.	Dans le cadre d'un programme d'entretien à intervalles préétablis, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien, conformément aux activités minimales et aux intervalles maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5, pour plus de 5 % mais au plus 10 % des <i>composants</i> d'un <i>type de composant</i> donné.	Dans le cadre d'un programme d'entretien à intervalles préétablis, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien, conformément aux activités minimales et aux intervalles maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5, pour plus de 10 % mais au plus 15 % des <i>composants</i> d'un <i>type de composant</i> donné.	Dans le cadre d'un programme d'entretien à intervalles préétablis, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien, conformément aux activités minimales et aux intervalles maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5, pour plus de 15 % des <i>composants</i> d'un <i>type de composant</i> donné.
E4	Dans le cadre d'un programme d'entretien selon la performance, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien annuel programmé, conformément à son <i>PSMP</i> , pour 5 % ou moins des <i>composants</i> d'un <i>type de composant</i> donné.	Dans le cadre d'un programme d'entretien selon la performance, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien annuel programmé, conformément à son <i>PSMP</i> , pour plus de 5 % mais au plus 10 % des <i>composants</i> d'un <i>type de composant</i> donné.	Dans le cadre d'un programme d'entretien selon la performance, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien annuel programmé, conformément à son <i>PSMP</i> , pour plus de 10 % mais au plus 15 % des <i>composants</i> d'un <i>type de composant</i> donné.	Dans le cadre d'un programme d'entretien selon la performance, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien annuel programmé, conformément à son <i>PSMP</i> , pour plus de 15 % des <i>composants</i> d'un <i>type de composant</i> donné.
E5	L'entité ne s'est pas efforcée de corriger les <i>problèmes d'entretien non résolus</i> dans 5 cas ou moins.	L'entité ne s'est pas efforcée de corriger les <i>problèmes d'entretien non résolus</i> dans plus de 5 cas, mais au plus 10 cas.	L'entité ne s'est pas efforcée de corriger les <i>problèmes d'entretien non résolus</i> dans plus de 10 cas, mais au plus 15 cas.	L'entité ne s'est pas efforcée de corriger les <i>problèmes d'entretien non résolus</i> dans plus de 15 cas.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

Documents de référence supplémentaires

Les documents suivants présentent un exposé détaillé sur la détermination des intervalles d'entretien et d'autres renseignements utiles concernant l'établissement d'un programme d'entretien.

1. *Supplementary Reference and FAQ – PRC-005-6 Protection System Maintenance*, équipe de rédaction des normes sur l'entretien et les essais des systèmes de protection (juillet 2015).
2. *Considerations for Maintenance and Testing of Auto-reclosing Schemes*, sous-comité sur l'analyse et la modélisation du réseau de la NERC et sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC (novembre 2012).
3. *Sudden Pressure Relays and Other Devices that Respond to Non-Electrical Quantities – SPCS Input for Standard Development in Response to FERC Order No. 758*, Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC (décembre 2013).
4. *Sudden Pressure Relays and Other Devices that Respond to Non-Electrical Quantities – Information complémentaire au projet 2007-17.3 sur l'entretien et les essais des systèmes de protection* (31 octobre 2014).

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	8 février 2005	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouvelle norme
1	7 février 2006	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	<ol style="list-style-type: none"> 1. Remplacement de certains tirets incorrects (-) par des tirets courts (–) ou des tirets longs (—). 2. Ajout de « points » aux éléments lorsque approprié. 3. Remplacement de « Timeframe » par « Time Frame » à la section D.1.2.
1	16 mars 2007	Approbation de la norme PRC-005-1 par la FERC ; dossier RM06-16-000	
1a	17 février 2011	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Ajout de l'annexe 1 : interprétation relative à l'applicabilité de la norme à la protection des transformateurs raccordés radialement, rédigée dans le cadre du projet 2009-17.
1a	26 septembre 2011	Approbation par la FERC ; dossier RD11-5-000	
1b	5 novembre 2009	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Interprétation des exigences E1, E1.1 et E1.2 préparée dans le cadre du projet 2009-10.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1b	3 février 2012	Ordonnance de la FERC approuvant la définition révisée de <i>système de protection</i>	Selon la note 8 de l'ordonnance de la FERC, la définition de <i>système de protection</i> supplante l'interprétation « b » de la norme PRC-005-1b à la date d'entrée en vigueur de la définition modifiée (le 1 ^{er} avril 2013) Voir <i>N. Amer. Elec. Reliability Corp.</i> , 138 FERC ¶ 61,095 (3 février 2012).
1b	3 février 2012	Approbation de la norme PRC-005-1b par la FERC ; dossier RM10-5-000	
1.1b	9 mai 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Errata dans le cadre du projet 2010-07 : éclaircissement de l'inclusion des <i>installations</i> de raccordement de la production dans les responsabilités du <i>propriétaire d'installation de production</i> .
1.1b	19 septembre 2013	Approbation de la norme PRC-005-1.1b par la FERC ; dossier RM12-16-000	
2	7 novembre 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Projet 2007-17 – Refonte complète, incorporant des exigences d'entretien des normes PRC-005-1.1b, PRC-008-0, PRC-011-0 et PRC-017-0.
2	17 octobre 2013	Approbation par le comité de normalisation de la NERC	Erratum : Le comité de normalisation approuve un erratum relatif au plan de mise en œuvre de la norme PRC-005-2 consistant en l'ajout du passage suivant : « ou selon les modalités d'approbation prévues par la loi en ce qui concerne les organismes gouvernementaux tenant lieu d'organisation de fiabilité du service d'électricité » dans la section « Abandon des normes existantes ». (Le numéro de version de la norme de change pas.)
2	19 décembre 2013	Approbation de la norme PRC-005-2 par la FERC ; dossier RM13-7-000	
2	7 mars 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Changement du niveau VSL de l'exigence E1 en réponse à une prescription de la FERC. (Le numéro de version de la norme de change pas.)
2(i)	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision de l'applicabilité dans le cadre du projet 2014-01 afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du <i>BES</i> .

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
2(i)	29 mai 2015	Approbation de la norme PRC-005-2(i) par la FERC ; dossier RD15-3-000	
2(ii)	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Remplacement dans la version anglaise des termes « Special protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »
3	7 novembre 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision selon une prescription de l'Ordonnance 758 de la FERC afin d'étendre les programmes d'entretien aux <i>réenclencheurs automatiques</i> .
3	12 février 2014	Approbation par le comité de normalisation	Erratum : Le comité de normalisation approuve les errata visant à corriger l'emploi des majuscules dans la version anglaise de certains termes définis à l'intérieur des définitions des termes <i>problème d'entretien non résolu</i> et <i>programme d'entretien de systèmes de protection</i> . Ces changements seront reproduits dans la section de définitions de la norme PRC-005-3 pour le terme <i>problème d'entretien non résolu</i> et dans le glossaire de la NERC pour le terme <i>programme d'entretien de systèmes de protection</i> . (Le numéro de version de la norme de change pas.)
3	7 mars 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Changement du niveau VSL de l'exigence E1 en réponse à une prescription de la FERC. (Le numéro de version de la norme de change pas.)
3	22 janvier 2015	Approbation de la norme PRC-005-3 par la FERC ; dossier RM14-8-000	
3(i)	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision de l'applicabilité dans le cadre du projet 2014-01 afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du <i>BES</i> .
3(i)	29 mai 2015	Approbation de la norme PRC-005-3(i) par la FERC ; dossier RD15-3-000	
3(ii)	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Remplacement dans la version anglaise des termes « Special protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »
4	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Ajout des déclencheurs à pression soudaine en réponse à l'Ordonnance 758 de la FERC.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
4	17 septembre 2015	Approbation de la norme PRC-005-4 par la FERC ; dossier RM15-9-000	
5	7 mai 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision de l'applicabilité dans le cadre du projet 2014-01 afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du <i>BES</i> .
6	5 novembre 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Ajout des relais de surveillance, des capteurs de tension et des circuits de contrôle associés à la définition de <i>réenclencheur automatique</i> , selon les prescriptions de l'Ordonnance 803 de la FERC.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 1-1
Type de composant – Relais de protection
 À l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3)

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal ³	Activités d'entretien minimales
Tout relais de protection non surveillé qui n'a pas tous les attributs de surveillance d'une des catégories ci-dessous.	6 années civiles	Pour tous les relais non surveillés : <ul style="list-style-type: none"> • vérifier que les réglages sont conformes aux spécifications. Pour les relais autres qu'à microprocesseur : <ul style="list-style-type: none"> • mettre à l'essai et réétalonner 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 bon fonctionnement du <i>système de protection</i> : • vérifier la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
Relais de protection à microprocesseur surveillés ayant les attributs suivants : <ul style="list-style-type: none"> • Autodiagnostic interne et alarme (voir le tableau 2). • Au moins trois échantillonnages de l'onde de tension ou de courant par cycle, et numérisation des échantillons en vue des calculs par le microprocesseur. • Alarmes de panne d'alimentation électrique (voir le tableau 2). 	12 années civiles	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • que les réglages sont conformes aux spécifications : • 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.
Relais de protection à microprocesseur surveillés ayant les attributs de la rangée précédente, plus les suivants : <ul style="list-style-type: none"> • Mesures c.a. comparées en permanence à une référence c.a. indépendante, avec alarme en cas d'écart excessif (voir le tableau 2). • Surveillance de certaines ou de la totalité des entrées binaires ou d'état et des sorties de commande par un moyen qui en confirme en permanence le bon fonctionnement, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2). • Alarme en cas de changement de réglages (voir le tableau 2). 	12 années civiles	Vérifier seulement les entrées et sorties de relais non surveillés qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>système de protection</i> .

3. Pour les tableaux de la présente norme, une année civile commence le premier jour de l'année (le 1^{er} janvier) qui suit la fin d'une activité d'entretien, et un mois civil commence le premier jour du mois qui suit la fin d'une activité d'entretien.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 1-2
Type de composant – Systèmes de communication
 À l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3)

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Tout système de communication non surveillé nécessaire au bon fonctionnement des fonctions de protection, et n'ayant pas tous les attributs de surveillance d'une des catégories ci-dessous.	4 mois civils	Vérifier que le système de communication est fonctionnel.
	6 années civiles	Vérifier que le système de communication respecte les critères de performance pertinents à la technologie de communication utilisée (niveau de signal, puissance réfléchie, taux d'erreur binaire, etc.). Vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du système de communication qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>système de protection</i> .
Tout système de communication avec surveillance continue ou essais périodiques automatisés de présence de la fonction de canal, et avec alarme de perte de fonction (voir le tableau 2).	12 années civiles	Vérifier que le système de communication respecte les critères de performance pertinents à la technologie de communication utilisée (niveau de signal, puissance réfléchie, taux d'erreur binaire, etc.). Vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du système de communication qui sont essentielles au bon fonctionnement du <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 selon des critères pertinents à la technologie de communication utilisée (niveau de signal, puissance réfléchie, taux d'erreur binaire, etc.) et alarme de dégradation excessive de la performance (voir le tableau 2). • Surveillance de certaines ou de la totalité des entrées binaires ou d'état et des sorties de commande par un moyen qui en confirme en permanence le bon fonctionnement, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2). 	12 années civiles	Vérifier seulement les entrées et les sorties non surveillées du système de communication qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>système de protection</i> .

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 1-3 <i>Type de composant – Dispositifs sensibles à la tension ou au courant fournissant des signaux à des relais de protection</i> A l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3)		
Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Tout dispositif sensible à la tension ou au courant n'ayant pas les attributs de surveillance de la catégorie ci-dessous.	12 années civiles	Vérifier que des valeurs de signal de courant et de tension sont fournies au relais de protection.
Dispositifs sensibles à la tension ou au courant connectés à un relais à microprocesseur avec des mesures c.a. qui sont surveillées en permanence par comparaison entre la valeur du signal captée (mesurée par le relais à microprocesseur) et une référence c.a. indépendante, avec alarme en cas d'erreur inacceptable ou de défaillance (voir le tableau 2).	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 1-4 a) Type de composant – Alimentation à c.c. de poste de système de protection équipée de batteries au plomb de type ouvert, à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3) À l'exclusion des alimentations à c.c. de poste de système de protection utilisées uniquement pour des dispositifs de coupure hors BES de plans de défense et de systèmes de DSF et de DST non répartis (voir le tableau 1-4 e))		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Alimentation à c.c. de poste de système de protection équipée de batteries au plomb de type ouvert n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 f).	4 mois civils	<p>Vérifier :</p> <ul style="list-style-type: none"> • la tension de l'alimentation à c.c. de poste. <p>Inspecter :</p> <ul style="list-style-type: none"> • le niveau d'électrolyte ; • à la recherche de contacts à la terre accidentels.
	18 mois civils	<p>Vérifier :</p> <ul style="list-style-type: none"> • la tension d'entretien du chargeur de batteries ; • la continuité des batteries ; • la résistance de connexion aux bornes des batteries ; • la résistance de connexion entre éléments de batterie ou entre batteries. <p>Inspecter :</p> <ul style="list-style-type: none"> • l'état de tous les éléments de batterie s'ils sont visibles, ou mesurer la valeur ohmique interne des éléments ou des batteries si les éléments ne sont pas visibles ; • l'état de l'étagère à batteries.
	18 mois civils OU 6 années civiles	<p>Vérifier que les batteries d'alimentation de poste ont conservé leur performance d'origine en comparant des mesures d'élément ou de batterie indicatives de la performance (valeurs ohmiques internes, courant d'entretien, etc.) aux valeurs de référence des batteries.</p> <p style="text-align: center;">OU</p> <p>Vérifier que les batteries d'alimentation de poste ont conservé leur performance d'origine en procédant à un essai de performance ou de capacité modifié pour l'ensemble du groupe de batteries.</p>

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 1-4 b) Type de composant – Alimentation à c.c. de poste de système de protection équipée de batteries au plomb de type étanche, à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3) À l'exclusion des alimentations à c.c. de poste de système de protection utilisées uniquement pour des dispositifs de coupure hors BES de plans de défense et de systèmes de DSF et de DST non répartis (voir le tableau 1-4 e))		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Alimentation à c.c. de poste de système de protection équipée de batteries au plomb de type étanche n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 f).	4 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • la tension de l'alimentation à c.c. de poste. Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • à la recherche de contacts à la terre accidentels.
	6 mois civils	Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • l'état de tous les éléments 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 des batteries ; • la résistance de connexion aux bornes des batteries ; • la résistance de connexion entre éléments de batterie ou entre batteries. Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • l'état de l'étagère à batteries.
	6 mois civils OU 3 années civiles	Vérifier que les batteries d'alimentation de poste ont conservé leur performance d'origine en comparant des mesures d'élément ou de batterie indicatives de la performance (valeurs ohmiques internes, courant d'entretien, etc.) aux valeurs de référence des batteries. OU Vérifier que les batteries d'alimentation de poste ont conservé leur performance d'origine en procédant à un essai de performance ou de capacité modifié pour l'ensemble du groupe de batteries.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 1-4 c) <i>Type de composant – Alimentation à c.c. de poste de système de protection équipée de batteries au nickel-cadmium, à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3)</i> À l'exclusion des alimentations à c.c. de poste de système de protection utilisées uniquement pour des dispositifs de coupure hors BES de plans de défense et de systèmes de DSF et de DST non répartis (voir le tableau 1-4 e))		
Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Alimentation à c.c. de poste de <i>système de protection</i> équipée de batteries au nickel-cadmium 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 à c.c. de poste. Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • le niveau d'électrolyte ; • à la recherche de contacts à la terre accidentels.
	18 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • la tension d'entretien du chargeur de batteries ; • la continuité des batteries ; • la résistance de connexion aux bornes des batteries ; • la résistance de connexion entre éléments de batterie ou entre batteries. Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • l'état de tous les éléments de batterie ; • l'état de l'étagère à batteries.
	6 années civiles	Vérifier que les batteries d'alimentation de poste ont conservé leur performance d'origine en procédant à un essai de performance ou de capacité modifié pour l'ensemble du groupe de batteries.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 1-4 d) <i>Type de composant – Alimentation à c.c. de poste de système de protection avec stockage d'énergie autre qu'à batteries, à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3)</i> À l'exclusion des alimentations à c.c. de poste de système de protection utilisées uniquement pour des dispositifs de coupure hors BES de plans de défense et de systèmes de DSF et de DST non répartis (voir le tableau 1-4 e))		
Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Toute alimentation à c.c. de poste de <i>système de protection</i> autre qu'à batteries 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 à c.c. de poste. Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • à la recherche de contacts à la terre accidentels.
	18 mois civils	Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • l'état de l'alimentation à c.c. de poste autre qu'à batteries.
	6 années civiles	Vérifier que l'alimentation à c.c. de poste peut fonctionner selon ses performances d'origine lorsque l'alimentation c.a. est absente.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 1-4 e) <i>Type de composant – Alimentation à c.c. de poste de système de protection pour dispositifs de coupure hors BES de plans de défense et de systèmes de DSF et de DST non répartis</i>		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Toute alimentation à c.c. de poste d'un système de protection servant à déclencher uniquement des dispositifs de coupure hors BES faisant partie d'un automatisme de réseau ou d'un système de DSF ou de DST non réparti, et n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 f).	Lors de la vérification des circuits de contrôle (voir le tableau 1-5)	Vérifier la tension de l'alimentation à c.c. de poste.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 1-4 f) Exclusions concernant les dispositifs et systèmes de surveillance des alimentations de poste à c.c. de système de protection		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Toute alimentation à c.c. de poste avec surveillance de minimum et de maximum de tension du chargeur de batteries et alarme permettant de détecter une surtension ou une défaillance du chargeur (voir le tableau 2).	Pas d'indication d'entretien périodique	Des vérifications périodiques de la tension de l'alimentation à c.c. de poste ne sont pas requises.
Toute alimentation à c.c. de poste à batteries avec surveillance et alarme de niveau d'électrolyte pour chaque élément (voir le tableau 2).		Des inspections périodiques du niveau d'électrolyte de chaque élément ne sont pas requises.
Toute alimentation à c.c. de poste avec surveillance et alarme de contact à la terre accidentel (voir le tableau 2).		Des détections périodiques de contacts c.c. à la terre accidentels ne sont pas requises.
Toute alimentation à c.c. de poste avec surveillance et alarme de tension d'entretien du chargeur assurant l'application d'une tension d'entretien correcte aux batteries de l'alimentation à c.c. de poste (voir le tableau 2).		Des vérifications périodiques de la tension d'entretien du chargeur ne sont pas requises.
Toute alimentation à c.c. de poste à batteries avec surveillance et alarme de continuité de la chaîne de batteries (voir le tableau 2).		Des vérifications périodiques de la continuité de la chaîne de batteries ne sont pas requises.
Toute alimentation à c.c. de poste à batteries avec surveillance et alarme de résistance entre éléments et directement aux bornes du groupe de batteries (voir le tableau 2).		Des vérifications périodiques de la résistance entre éléments et aux bornes ne sont pas requises.
Toute batterie d'alimentation de poste au plomb de type étanche ou ouvert avec surveillance et alarme de valeur ohmique interne ou de courant d'entretien, et comparaison des valeurs mesurées à des valeurs ohmiques internes de référence pour chaque élément ou batterie (voir le tableau 2).		Des comparaisons périodiques des valeurs mesurées des éléments ou batteries par rapport à des valeurs de référence ne sont pas requises pour vérifier que les batteries d'alimentation de poste ont conservé leur performance d'origine.
Toute batterie d'alimentation de poste au plomb de type étanche ou ouvert avec surveillance et alarme de valeur ohmique interne de chaque élément ou batterie (voir le tableau 2).		Des inspections périodiques de l'état de toutes les batteries d'alimentation de poste au plomb de type étanche ou ouvert par la mesure des valeurs ohmiques internes ne sont pas requises.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 1-5

Type de composant – Circuits de contrôle associés à des fonctions de protection, à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3), de réenclencheurs automatiques (voir le tableau 4) et de déclencheurs à pression soudaine (voir le tableau 5)

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

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Bobines de déclenchement ou actionneurs de disjoncteurs, d'appareils de coupure ou de dispositifs d'atténuation (sans égard à la surveillance des circuits de contrôle).	6 années civiles	Vérifier que chaque bobine de déclenchement est capable d'actionner le disjoncteur, l'appareil de coupure ou le dispositif d'atténuation.
Verrouillages électromécaniques situés directement dans un trajet de déclenchement entre le relais de protection et la bobine de déclenchement de l'appareil de coupure (sans égard à la surveillance des circuits de contrôle).	6 années civiles	Vérifier le fonctionnement électrique des verrouillages électromécaniques.
Circuits de contrôle non surveillés associés à un <i>automatisme de réseau</i> . (Pour les <i>plans de défense</i> qui comportent un <i>réenclencheur automatique</i> , voir le tableau 4-2 b.)	12 années civiles	Vérifier tous les trajets de circuit de contrôle qui sont essentiels au bon fonctionnement de l' <i>automatisme de réseau</i> .
Circuits de contrôle non surveillés associés à des fonctions de protection, y compris tous les relais auxiliaires.	12 années civiles	Vérifier tous les trajets des circuits de déclenchement, y compris tous les relais auxiliaires, jusqu'aux bobines de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure.
Circuits de contrôle associés à des fonctions de protection ou à des <i>plans de défense</i> dont l'intégrité est surveillée au moyen d'un dispositif d'alarme (voir le tableau 2).	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 2 – Trajets d’alarme et surveillance

Dans les tableaux 1-1 à 1-5, 3, 4-1 à 4-3 et 5, les attributs d’alarme qui servent à justifier l’allongement des intervalles d’entretien maximaux ou la réduction des activités d’entretien sont soumis aux exigences d’entretien suivantes.

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d’entretien maximal	Activités d’entretien minimales
<p>Tout trajet emprunté par les alarmes des tableaux 1-1 à 1-5, 3, 4-1 à 4-3 et 5 entre le point d’origine de l’alarme et le point d’application d’une action corrective, et qui ne présente pas tous les attributs de la catégorie « Trajet d’alarme avec surveillance » ci-dessous.</p> <p>Les alarmes sont transmises dans un délai de 24 h au point d’application d’une action corrective.</p>	<p>12 années civiles</p>	<p>Vérifier que le trajet d’alarme transmet les signaux d’alarme jusqu’au point d’application d’une action corrective.</p>
<p>Trajet d’alarme avec surveillance :</p> <p>Le point d’application d’une action corrective reçoit une alarme dans un délai de 24 h en cas de défaillance de toute partie du trajet d’alarme entre le point d’origine de l’alarme et le point d’application d’une action corrective.</p>	<p>Pas d’indication d’entretien périodique</p>	<p>Aucune.</p>

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 3
Activités et intervalles d'entretien pour les systèmes de DSF et de DST répartis

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
<p>Tout relais de protection non surveillé qui n'a pas tous les attributs de surveillance d'une des catégories ci-dessous.</p>	<p>6 années civiles</p>	<p>Vérifier que les réglages sont conformes aux spécifications.</p> <p>Pour les relais autres qu'à microprocesseur :</p> <ul style="list-style-type: none"> • mettre à l'essai et réétalonner 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.
<p>Relais de protection à microprocesseur surveillés ayant les attributs suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Autodiagnostic interne et alarme (voir le tableau 2). • Au moins trois échantillonnages de l'onde de tension ou de courant par cycle, et numérisation des échantillons en vue des calculs par le microprocesseur. • Alarmes de panne d'alimentation électrique (voir le tableau 2). 	<p>12 années civiles</p>	<p>Vérifier :</p> <ul style="list-style-type: none"> • que les réglages sont conformes aux spécifications : • 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 surveillés ayant les attributs de la rangée précédente, plus les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mesures c.a. comparées en permanence à une référence c.a. indépendante, avec alarme en cas d'écart excessif (voir le tableau 2). • Surveillance de certaines ou de la totalité des entrées binaires ou d'état et des sorties de commande par un moyen qui en confirme en permanence le bon fonctionnement, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2). • Alarme en cas de changement de réglages (voir le tableau 2). 	<p>12 années civiles</p>	<p>Vérifier seulement les entrées et sorties de relais non surveillés qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>système de protection</i>.</p>
<p>Dispositifs sensibles à la tension ou au courant associés à des systèmes de DSF ou de DST.</p>	<p>12 années civiles</p>	<p>Vérifier que les valeurs de signal de courant ou de tension sont fournies aux relais de protection.</p>
<p>Alimentation c.c. de <i>système de protection</i> pour le déclenchement de dispositifs de coupure hors <i>BES</i> utilisés uniquement pour un système de DSF ou de DST.</p>	<p>12 années civiles</p>	<p>Vérifier la tension d'alimentation c.c. du <i>système de protection</i>.</p>

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 3
Activités et intervalles d'entretien pour les systèmes de DSF et de DST répartis

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Circuits de contrôle entre les relais de DSF ou de DST et des relais électromécaniques auxiliaires à rappel manuel ou automatique (à l'exclusion de bobines de déclenchement de dispositifs de coupure hors <i>BES</i>).	12 années civiles	Vérifier le trajet entre le relais et le relais auxiliaire à rappel manuel ou automatique (y compris la logique de supervision essentielle).
Relais électromécaniques auxiliaires à rappel manuel ou automatique associés uniquement à des systèmes de DSF ou de DST (à l'exclusion de bobines de déclenchement de dispositifs de coupure hors <i>BES</i>).	12 années civiles	Vérifier le fonctionnement électrique des relais électromécaniques auxiliaires à rappel manuel ou automatique.
Circuits de contrôle entre les relais électromécaniques auxiliaires à rappel manuel ou automatique et les dispositifs de coupure hors <i>BES</i> dans des systèmes de DSF ou de DST, ou entre des relais de DSF ou de DST (sans interposition de relais électromécaniques auxiliaires à rappel manuel ou automatique) et les dispositifs de coupure hors <i>BES</i> (à l'exclusion de bobines de déclenchement de dispositifs de coupure hors <i>BES</i>).	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.
Bobines de déclenchement de dispositifs de coupure hors <i>BES</i> dans des systèmes de DSF ou de DST.	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 4-1
 Activités et intervalles d'entretien pour les *composants de réenclencheur automatique*
Type de composant – Relais réenclencheur et de surveillance

Remarque : Dans les cas où les *composants de réenclencheur automatique* sont les mêmes que ceux des tableaux 1-1 à 1-5, il suffit de mettre à l'essai les *composants* une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Tout relais réenclencheur ou de surveillance non surveillé qui n'a pas tous les attributs de surveillance d'une des catégories ci-dessous.	6 années civiles	Vérifier que les réglages sont conformes aux spécifications. Pour les relais réenclencheurs ou de surveillance autres qu'à microprocesseur : <ul style="list-style-type: none"> • mettre à l'essai et réétalonner si nécessaire. Pour les relais réenclencheurs ou de surveillance à microprocesseur : <ul style="list-style-type: none"> • vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>réenclencheur automatique</i>. Pour les relais de surveillance à microprocesseur : <ul style="list-style-type: none"> • vérifier la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
Relais réenclencheur ou de surveillance à microprocesseur surveillés ayant les attributs suivants : <ul style="list-style-type: none"> • Autodiagnostic interne et alarme (voir le tableau 2). • Alarme de panne d'alimentation électrique (voir le tableau 2). Pour les relais de surveillance : <ul style="list-style-type: none"> • Au moins trois échantillonnages de l'onde de tension par cycle, et numérisation des échantillons en vue des calculs par le microprocesseur. 	12 années civiles	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • que les réglages sont conformes aux spécifications : • le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>réenclencheur automatique</i>. Pour les relais de surveillance : <ul style="list-style-type: none"> • vérifier la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 4-1
 Activités et intervalles d'entretien pour les *composants* de *réenclencheur automatique*
Type de composant – Relais réenclencheur et de surveillance

Remarque : Dans les cas où les *composants* de *réenclencheur automatique* sont les mêmes que ceux des tableaux 1-1 à 1-5, il suffit de mettre à l'essai les *composants* une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
<p>Relais réenclencheurs ou de surveillance à microprocesseur surveillés ayant les attributs de la rangée précédente, plus les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Surveillance de certaines ou de la totalité des entrées binaires ou d'état et des sorties de commande par un moyen qui en confirme en permanence le bon fonctionnement, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2). • Alarme en cas de changement de réglages (voir le tableau 2). <p>Pour les relais de surveillance :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mesures c.a. comparées en permanence à une référence c.a. indépendante, avec alarme en cas d'écart excessif (voir le tableau 2). 	<p>12 années civiles</p>	<p>Vérifier seulement les entrées et sorties de relais non surveillées qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>réenclencheur automatique</i>.</p>

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

<p align="center">Tableau 4-2 a) Activités et intervalles d'entretien pour les <i>composants de réenclencheur automatique</i> Type de composant – Circuits de contrôle associés à des relais réenclencheurs et de surveillance qui ne font PAS partie intégrante d'un <i>automatisme de réseau</i></p>		
<p align="center">Remarque : Dans les cas où les <i>composants de réenclencheur automatique</i> sont les mêmes que ceux du tableau 1-5, il suffit de mettre à l'essai les <i>composants</i> une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.</p>		
Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Circuits de contrôle non surveillés associés à un <i>réenclencheur automatique</i> qui ne fait pas partie intégrante d'un <i>automatisme de réseau</i> .	12 années civiles	Vérifier que le <i>réenclencheur automatique</i> , lors du déclenchement, n'envoie pas une commande de fermeture prématurée au circuit de fermeture.
Circuits de contrôle associés à un <i>réenclencheur automatique</i> qui ne fait pas partie d'un <i>automatisme de réseau</i> , et surveillés au moyen d'un dispositif d'alarme sensible à des conditions qui entraîneraient une commande de fermeture prématurée (voir le tableau 2).	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.

<p align="center">Tableau 4-2 b) Activités et intervalles d'entretien pour les <i>composants de réenclencheur automatique</i> Type de composant – Circuits de contrôle associés à des relais réenclencheurs et de surveillance qui FONT partie intégrante d'un <i>automatisme de réseau</i></p>		
<p align="center">Remarque : Dans les cas où les <i>composants de réenclencheur automatique</i> sont les mêmes que ceux du tableau 1-5, il suffit de mettre à l'essai les <i>composants</i> une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.</p>		
Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Bobines de fermeture ou actionneurs de disjoncteurs ou de dispositifs semblables utilisés en combinaison avec un <i>réenclencheur automatique</i> dans un <i>automatisme de réseau</i> (sans égard à toute surveillance des circuits de contrôle).	6 années civiles	Vérifier que chaque bobine de fermeture ou actionneur est capable d'actionner le disjoncteur ou le dispositif de protection.
Circuits de contrôle de fermeture non surveillés associés à un <i>réenclencheur automatique</i> faisant partie intégrante d'un <i>automatisme de réseau</i> .	12 années civiles	Vérifier tous les trajets de circuit de contrôle associés au <i>réenclencheur automatique</i> qui sont essentiels au bon fonctionnement de l' <u><i>automatisme de réseau</i></u> .
Circuits de contrôle associés à un <i>réenclencheur automatique</i> faisant partie intégrante d'un <i>automatisme de réseau</i> dont l'intégrité est surveillée au moyen d'un dispositif d'alarme (voir le tableau 2).	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 4-3

Activités et intervalles d'entretien pour les composants de *réenclencheur automatique*
Type de composant – Dispositifs sensibles à la tension associés à des relais de surveillance

Remarque : Dans les cas où les *composants de réenclencheur automatique* sont les mêmes que ceux du tableau 1-3, il suffit de mettre à l'essai les *composants* une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Tout dispositif sensible à la tension n'ayant pas les attributs de surveillance de la catégorie ci-dessous.	12 années civiles	Vérifier que des valeurs de signal de tension sont fournies aux relais de surveillance.
Dispositifs sensibles à la tension connectés à un relais à microprocesseur avec mesures c.a. qui sont surveillées en permanence par comparaison entre la valeur du signal captée (mesurée par le relais à microprocesseur) et une référence c.a. indépendante, avec alarme en cas d'erreur inacceptable ou de défaillance (voir le tableau 2).	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 5
 Activités et intervalles d'entretien pour les *déclencheurs à pression soudaine*

Remarque : Dans les cas où les *composants de déclencheurs à pression soudaine* sont les mêmes que ceux du tableau 1-5, il suffit de mettre à l'essai les *composants* une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Tout relais de surpression de défaut.	6 années civiles	Vérifier que le mécanisme sensible à la pression ou au débit fonctionne bien.
Verrouillages électromécaniques situés directement dans un trajet de déclenchement entre le relais de surpression de défaut et la bobine de déclenchement de l'appareil de coupure (sans égard à la surveillance des circuits de contrôle).	6 années civiles	Vérifier le fonctionnement électrique des verrouillages électromécaniques.
Circuits de contrôle non surveillés associés à un <i>déclencheur à pression soudaine</i> .	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 <i>déclencheurs à pression soudaine</i> dont l'intégrité est surveillée au moyen d'un dispositif d'alarme (voir le tableau 2).	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.

PRC-005 – Annexe A

Critères d'un *programme d'entretien de systèmes de protection* selon la performance

Objet : Établir un fondement technique pour l'adoption initiale et le maintien d'un *programme d'entretien de systèmes de protection (PSMP)* selon la performance.

Pour justifier techniquement l'adoption initiale d'un PSMP selon la performance :

1. Dresser une liste décrivant les *composants* compris dans chaque *segment* désigné, avec une population minimale de 60 *composants* par *segment*.
2. Effectuer l'entretien des *composants* de chaque *segment* selon les intervalles maximaux admissibles préétablis des tableaux 1-1 à 1-5, 3, 4-1 à 4-3 et 5 jusqu'à obtenir des résultats d'activité d'entretien pour au moins 30 *composants* du *segment*.
3. Documenter les activités et les résultats du programme d'entretien pour chaque *segment*, y compris les dates d'entretien et les *événements dénombrables* pour chaque *composant* du *segment*.
4. Analyser les activités et les résultats du programme d'entretien pour chaque *segment* afin de déterminer la performance globale du *segment* et d'établir des intervalles d'entretien.
5. Déterminer l'intervalle d'entretien maximal admissible pour chaque *segment* de telle manière que des *événements dénombrables* ne touchent pas plus de 4 % des *composants* qui le constituent, selon la plus élevée des valeurs suivantes : soit les 30 derniers *composants* touchés par les activités d'entretien, soit tous les *composants* touchés par les activités d'entretien au cours de l'année précédente.

Pour justifier techniquement le maintien d'un PSMP selon la performance :

1. Au moins une fois par an, mettre à jour la liste des *composants* et des *segments* ou leur description si des changements sont survenus dans un *segment*.
2. Effectuer chaque année l'entretien selon la plus élevée des valeurs suivantes : soit sur 5 % des *composants* (visés par le PSMP selon la performance) de chaque *segment*, soit sur trois *composants* individuels à l'intérieur du *segment*.
3. Pour l'année précédente, analyser les activités et les résultats du programme d'entretien pour chaque *segment* afin de déterminer la performance globale du *segment*.
4. À partir des données de l'année précédente, déterminer l'intervalle d'entretien maximal admissible pour chaque *segment* de telle manière que des *événements dénombrables* ne touchent pas plus de 4 % des *composants* qui le constituent, selon la plus élevée des valeurs suivantes : soit les 30 derniers *composants* touchés par les activités d'entretien, soit tous les *composants* touchés par les activités d'entretien au cours de l'année précédente.

Si les *composants* d'un *segment* dont l'entretien est régi par un PSMP selon la performance sont touchés par 4 % ou plus d'*événements dénombrables*, établir, documenter et mettre en œuvre un plan d'action visant à ramener le taux d'*événements dénombrables* à moins de 4 % de la population du *segment* dans un délai de trois ans.

Justification

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

Justification des changements à la définition de *réenclencheur automatique*

En réponse aux prescriptions de l'Ordonnance 803 de la FERC sur les *réenclencheurs automatiques*, la définition de *réenclencheur automatique* a été modifiée pour y ajouter les relais de surveillance, ainsi que les capteurs de tension et les circuits de contrôle qui y sont associés.

Justification du changement à la définition de *type de composant*

La définition de *réenclencheur automatique* modifiée comporte désormais quatre éléments, au lieu de deux éléments dans la version antérieure.

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et
des déclencheurs à pression soudaine**

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

A. Introduction

1. **Titre :** Aucune disposition particulière
2. **Numéro :** Aucune disposition particulière
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

4.2. Installations

Remplacer toute référence au *système de production-transport d'électricité (BES)* par *réseau de transport principal (RTP)*.

Les alinéas de la section 4.2 s'appliquent sauf pour les alinéas suivants qui ont préséance :

4.2.2. *Systèmes de protection* de systèmes de délestage en sous-fréquence (DSF).

4.2.5. *Systèmes de protection et déclencheurs à pression soudaine d'installations* de production qui font partie du *RTP* (sauf les *ressources de production décentralisées*), notamment les suivants :

4.2.6. *Systèmes de protection et déclencheurs à pression soudaine des installations* de production suivantes qui font partie du *RTP*, dans le cas des *ressources de production décentralisées* :

4.2.6.1. *Systèmes de protection et déclencheurs à pression soudaine d'installations* visées par le point b) de la définition de *ressources de production décentralisées* dans le *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité* (le « Glossaire »).

5. Date d'entrée en vigueur :

- 5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX
- 5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX
- 5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée
et de la présente annexe : XX mois 20XX

Pour les *systèmes de protection* du *BPS* qui étaient visés par la norme PRC-005-2 : les dates de mise en application des exigences sont celles de la norme PRC-005-2 (voir tableaux 1a et 1b de la présente annexe).

Pour les *systèmes de protection* du *RTP* qui n'étaient pas visés par la version 2 de la norme (PRC-005-2) : les dates de mise en application des exigences sont précisées aux tableaux 2a et 2b

Annexe PRC-005-6-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

de la présente annexe. Ces tableaux concernent non seulement les équipements qui sont dorénavant visés parce qu'ils font partie du *RTP* (y compris le *BPS*), mais également les éléments nouvellement visés par la version 6 de la norme (PRC-005-6), soit : les *réenclencheurs automatiques*, les *déclencheurs à pression soudaine*, les *systèmes de protection* installés à titre d'*automatisme de réseau (RAS)* et qui ne correspondaient pas à la définition précédente de *SPS* ainsi que les *systèmes de protection des ressources de production décentralisées*.

Tableau 1a – Dates de mise en application de la norme PRC-005-2, applicable seulement au BPS

Exigences	Dates de mise en application
E1, E2 et E5	1 ^{er} janvier 2017
E3 et E4	Voir tableau ci-dessous

Tableau 1b – Dates de mise en application de la norme PRC-005-2 des exigences E3 et E4

Intervalle d'entretien maximal (Tableaux 1 à 3)	Applicabilité	Date de mise en application
< 1 an	100% des entretiens requis	1 ^{er} janvier 2017
Entre 1 an et 2 ans	100% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2017
Jusqu'à 3 ans	30% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2017
	60% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2017
	100% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2018
Jusqu'à 6 ans	30% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2017
	60% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2019
	100% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2021
Jusqu'à 12 ans	30% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2019
	60% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2023
	100% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2027

Tableau 2a – Dates de mise en application de la norme PRC-005-6, applicables au RTP et visant dorénavant les *réenclencheurs automatiques*, les *déclencheurs à pression soudaine*, les *systèmes de protection* qui sont installés à titre d'*automatisme de réseau (RAS)*, mais qui ne correspondaient pas à la définition précédente de *SPS*, et les *systèmes de protection de ressources de production décentralisées*

Exigences	Dates de mise en application
E1, E2 et E5	12 mois après l'entrée en vigueur de la norme
E3 et E4	Voir tableau ci-dessous

Annexe PRC-005-6-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 2b – Dates de mise en application de la norme PRC-005-6 des exigences E3 et E4

Intervalle d'entretien maximal (Tableaux 1 à 5)	Applicabilité	Date de mise en application
< 1 an	100% des entretiens requis	24 mois après l'entrée en vigueur de la norme
Entre 1 an et 2 ans	100% des entretiens requis	27 mois après l'entrée en vigueur de la norme
Jusqu'à 3 ans	30% des entretiens requis	27 mois après l'entrée en vigueur de la norme
	60% des entretiens requis	39 mois après l'entrée en vigueur de la norme
	100% des entretiens requis	52 mois après l'entrée en vigueur de la norme
Jusqu'à 6 ans	30% des entretiens requis	36 mois après l'entrée en vigueur de la norme
	60% des entretiens requis	48 mois après l'entrée en vigueur de la norme
	100% des entretiens requis	72 mois après l'entrée en vigueur de la norme
Jusqu'à 12 ans	30% des entretiens requis	60 mois après l'entrée en vigueur de la norme
	60% des entretiens requis	90 mois après l'entrée en vigueur de la norme
	100% des entretiens requis	144 mois après l'entrée en vigueur de la norme

6. Définitions de termes utilisés dans la norme

Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et
des déclencheurs à pression soudaine**

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

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

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

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

Documents de référence supplémentaires

Aucune disposition particulière

Tableaux 1-1 à 1-5

Remplacer toutes les occurrences de l'expression « hors *BES* » par « hors *RTP* ».

Tableau 2

Aucune disposition particulière

Tableau 3

Remplacer toutes les occurrences de l'expression « hors *BES* » par « hors *RTP* ».

Tableaux 4-1 à 5

Aucune disposition particulière

Annexe A

Aucune disposition particulière

Annexe PRC-005-6-QC-1

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et
des déclencheurs à pression soudaine**

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	XX mois 201X	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Automatismes de réseau
2. **Numéro :** PRC-012-2
3. **Objet :** Faire en sorte que les *automatismes de réseau* n'entraînent pas de risques imprévus ou inacceptables pour la fiabilité du *système de production-transport d'électricité (BES)*.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 *Coordonnateur de la fiabilité*
 - 4.1.2 *Coordonnateur de la planification*
 - 4.1.3 Entité propriétaire d'*automatisme de réseau* : *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* qui possède la totalité ou une partie d'un *automatisme de réseau*
 - 4.2. **Installations :**
 - 4.2.1 *Automatismes de réseau*
5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre de la norme PRC-012-2.

B. Exigences et mesures

- E1. Avant de mettre en service un *automatisme de réseau* nouveau ou dont le fonctionnement a été modifié ou avant de retirer un *automatisme de réseau* existant, chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit fournir pour examen l'information spécifiée à l'annexe 1 à tout *coordonnateur de la fiabilité* dans la zone duquel est situé l'*automatisme de réseau*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M1. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : copie de la documentation spécifiée à l'annexe 1 et communications datées avec le ou les *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen dans le cadre de l'exigence E1.
- E2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* qui reçoit l'information spécifiée à l'annexe 1 en vertu de l'exigence E1 doit, dans un délai de quatre mois civils complets suivant la réception ou selon un calendrier établi d'un commun accord, procéder à l'examen de l'*automatisme de réseau* conformément à l'annexe 2, et fournir une réponse écrite à chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : rapports datés, listes de contrôle ou autres documents décrivant l'examen de l'*automatisme de réseau*, et communications datées avec l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*, dans le cadre de l'exigence E2.
- E3. Avant de mettre en service un *automatisme de réseau* nouveau ou dont le fonctionnement a été modifié ou avant de retirer un *automatisme de réseau* existant, chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* qui reçoit d'un *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen un constat de problèmes de fiabilité doit corriger chacun de ces problèmes à la satisfaction de chaque *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M3. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents datés et communications avec le *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen confirmant qu'aucun problème de fiabilité n'a été constaté lors de l'examen ou que tous les problèmes de fiabilité signalés ont été corrigés conformément à l'exigence E3.

E4. Chaque *coordonnateur de la planification*, au moins une fois toutes les cinq années civiles complètes, doit :

[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

4.1. évaluer chaque *automatisme de réseau* situé dans sa zone de planification afin de déterminer si les conditions suivantes sont remplies :

4.1.1. l'*automatisme de réseau* doit atténuer la ou les conditions ou *contingences de réseau* pour lesquelles il a été conçu ;

4.1.2. l'*automatisme de réseau* doit éviter toute interaction nuisible avec d'autres *automatismes de réseau* ou systèmes de protection et de conduite ;

4.1.3. dans le cas d'un *automatisme de réseau* à impact limité¹, le fonctionnement intempestif de l'*automatisme de réseau* ou son non-fonctionnement ne doit pas donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES* ;

4.1.4. sauf dans le cas d'un *automatisme de réseau* à impact limité, le fonctionnement intempestif possible d'un *automatisme de réseau* par suite d'une défectuosité d'un de ses éléments doit répondre à toutes les exigences suivantes :

4.1.4.1. le *BES* doit demeurer stable ;

4.1.4.2. il ne doit pas y avoir de *déclenchements en cascade* ;

4.1.4.3. les *caractéristiques assignées d'installation* pertinentes ne doivent pas être dépassées ;

4.1.4.4. les tensions du *BES* doivent demeurer en deçà des limites de tension *postcontingences* ainsi que des limites d'écart de tension *postcontingences* établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* ;

4.1.4.5. les réponses aux tensions transitoires doivent demeurer en deçà des limites acceptables établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* ;

1. Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*.

- 4.1.5.** sauf dans le cas d'un *automatisme de réseau* à impact limité, une défaillance d'un élément de l'*automatisme de réseau*, dans une situation où il est prévu que l'*automatisme de réseau* fonctionne, ne doit pas empêcher le *BES* de respecter les mêmes exigences de performance (définies dans la norme de fiabilité TPL-001-4, où elles sont appelées « critères de comportement », ou toute norme qui la remplace) que celles prescrites pour les événements et les conditions en vue desquels l'*automatisme de réseau* est conçu ;
- 4.2.** fournir les résultats d'évaluation de l'*automatisme de réseau*, y compris toute lacune constatée, à chaque *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen et entité propriétaire d'*automatisme de réseau*, ainsi qu'à chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* touché.
- M4.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives : rapports datés ou autres documents d'analyse concernant l'évaluation de chaque *automatisme de réseau*, et communications datées avec les entités propriétaires d'*automatisme de réseau*, les *planificateurs de réseau de transport*, les autres *coordonnateurs de la planification* et les *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen, dans le cadre de l'exigence E4.
- E5.** Chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau*, dans un délai de 120 jours civils complets suivant le fonctionnement d'un *automatisme de réseau* ou son non-fonctionnement dans une situation où il aurait dû fonctionner, ou selon un calendrier établi d'un commun accord avec le ou les *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen, doit :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]
- 5.1.** participer à l'analyse de la performance opérationnelle de l'*automatisme de réseau* afin de déterminer :
- 5.1.1.** si les événements ou les conditions du *réseau* ont déclenché adéquatement l'*automatisme de réseau* ;
- 5.1.2.** si l'*automatisme de réseau* a fonctionné comme prévu ;
- 5.1.3.** si l'*automatisme de réseau* a effectivement atténué les problèmes de performance du *BES* pour lesquels il est conçu ;
- 5.1.4.** si le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* a entraîné une réaction imprévue ou nuisible du *BES* ;
- 5.2.** fournir à son ou ses *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen les résultats de l'analyse de performance opérationnelle de l'*automatisme de réseau* si une ou des lacunes sont signalées.
- M5.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents datés décrivant les résultats de l'analyse de performance opérationnelle de l'*automatisme de réseau* et communications datées avec la ou les entités propriétaires d'*automatisme de réseau* et le ou les *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen, dans le cadre de l'exigence E5.
- E6.** Chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit participer à élaborer un *plan d'actions correctives* et soumettre celui-ci à son ou ses *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen dans un délai de six mois civils complets :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation et planification à long terme]

- après avoir été avisé d'une lacune dans son *automatisme de réseau* en vertu de l'exigence E4 ; ou
 - après avoir avisé son ou ses *coordonnateurs de la fiabilité* d'une lacune en vertu de l'alinéa 5.2 de l'exigence E5 ; ou
 - après avoir découvert une lacune dans son *automatisme de réseau* selon l'exigence E8.
- M6.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives : *plan d'actions correctives* daté et communications datées entre chaque *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen et chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau*, dans le cadre de l'exigence E6.
- E7.** Chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit, pour chacun de ses *plans d'actions correctives* élaborés conformément à l'exigence E6 :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation et planification à long terme]
- 7.1.** mettre en œuvre le *plan d'actions correctives* ;
 - 7.2.** mettre à jour le *plan d'actions correctives* en cas de changement dans ses activités ou son calendrier ;
 - 7.3.** aviser chaque *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen en cas de changement dans les activités ou le calendrier du plan d'actions correctives et lorsque le *plan d'actions correctives* est achevé.
- M7.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents datés comme des *plans d'actions correctives*, des dossiers de projet ou de programme de gestion de travaux, des fiches de réglage, des ordres de travail, des dossiers d'entretien, et des communications avec le ou les *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen documentant la mise en œuvre, la mise à jour ou l'achèvement d'un *plan d'actions correctives*, dans le cadre de l'exigence E7.
- E8.** Chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit participer à un essai fonctionnel de chacun de ses *automatismes de réseau* afin de vérifier la performance globale de celui-ci ainsi que le bon fonctionnement des éléments qui ne font pas partie des *systèmes de protection* :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]
- au moins une fois toutes les six années civiles complètes, pour tous les *automatismes de réseau* non désignés comme étant à impact limité ; ou
 - au moins une fois toutes les douze années civiles complètes, pour tous les *automatismes de réseau* désignés comme étant à impact limité.
- M8.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents datés décrivant l'analyse de performance opérationnelle de l'*automatisme de réseau* pour le fonctionnement correct d'un segment ou pour l'intégralité de l'*automatisme de réseau* (documentation de la mesure M5), ou documents datés attestant qu'un essai fonctionnel de chaque segment de l'*automatisme de réseau* ou un essai intégral a été effectué conformément à l'exigence E8.
- E9.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit mettre à jour, au moins une fois tous les douze mois civils complets, une base de données sur les *automatismes de réseau* contenant au minimum l'information spécifiée à l'annexe 3.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

- M9.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives : feuilles de chiffrier datées, relevés de base de données ou autres documents attestant qu'une base de données sur les *automatismes de réseau* a été mise à jour conformément à l'exigence E9.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

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

Chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* (propriétaire d'*installation de transport, propriétaire d'installation de production* ou *distributeur*) doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité aux exigences E1, E3, E5, E6, E7 et E8 ainsi qu'aux mesures M1, M3, M5, M6, M7 et M8 depuis l'audit le plus récent, à moins que son CEA lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité aux exigences E2 et E9 ainsi qu'aux mesures M2 et M9 depuis l'audit le plus récent, à moins que son CEA lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E4 et à la mesure M4 depuis l'audit le plus récent, à moins que son CEA lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Si une entité propriétaire d'*automatisme de réseau* (propriétaire d'*installation de transport, propriétaire d'installation de production* ou *distributeur*), un *coordonnateur de la fiabilité* ou un *coordonnateur de la planification* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

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

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

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

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> n'a pas fourni l'information spécifiée à l'annexe 1 à chaque <i>coordonnateur de la fiabilité</i> , conformément à l'exigence E1, avant de mettre en service un <i>automatisme de réseau</i> nouveau ou dont le fonctionnement a été modifié ou avant de retirer un <i>automatisme de réseau</i> existant.
E2	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> chargé de l'examen a procédé à l'examen et a fourni une réponse écrite conformément à l'exigence E2, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils complets.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> chargé de l'examen a procédé à l'examen et a fourni une réponse écrite conformément à l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 30 jours civils complets et d'au plus 60 jours civils complets.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> chargé de l'examen a procédé à l'examen et a fourni une réponse écrite conformément à l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 60 jours civils complets et d'au plus 90 jours civils complets.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> chargé de l'examen a procédé à l'examen et a fourni une réponse écrite conformément à l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 90 jours civils complets. OU Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> chargé de l'examen n'a pas procédé à l'examen ou n'a pas fourni une réponse écrite conformément à l'exigence E2.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité <i>propriétaire d'automatisme de réseau</i> n'a pas corrigé un problème de fiabilité à la satisfaction de chaque <i>coordonnateur de la fiabilité</i> chargé de l'examen, conformément à l'exigence E3, avant de mettre en service un <i>automatisme de réseau</i> nouveau ou dont le fonctionnement a été modifié ou avant de retirer un <i>automatisme de réseau</i> existant.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils complets.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4, mais avec un retard de plus de 30 jours civils complets et d'au plus 60 jours civils complets.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4, mais avec un retard de plus de 60 jours civils complets et d'au plus 90 jours civils complets.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4, mais en omettant un des alinéas 4.1.1 à 4.1.5.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4, mais avec un retard de plus de 90 jours civils complets.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4, mais en omettant au moins deux des alinéas 4.1.1 à 4.1.5.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4, mais n'a pas fourni les résultats à une ou plusieurs des entités indiquées à l'alinéa 4.2.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4.</p>

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> a procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5, mais avec un retard d'au plus 10 jours civils complets.	L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> a procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 10 jours civils complets et d'au plus 20 jours civils complets.	L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> a procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 20 jours civils complets et d'au plus 30 jours civils complets. OU L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> a procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5, mais en omettant un des alinéas 5.1.1 à 5.1.4.	L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> a procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 30 jours civils complets. OU L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> a procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5, mais en omettant au moins deux des alinéas 5.1.1 à 5.1.4. OU L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> a procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5, mais n'a pas fourni les résultats à un ou plusieurs <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> chargés de l'examen conformément à l'alinéa 5.2. OU L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> n'a pas procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6	<p>L'entité propriétaire d'<i>automatisme de réseau</i> a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et l'a soumis à son ou ses <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> chargés de l'examen conformément à l'exigence E6, mais avec un retard d'au plus 10 jours civils complets.</p>	<p>L'entité propriétaire d'<i>automatisme de réseau</i> a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et l'a soumis à son ou ses <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> chargés de l'examen conformément à l'exigence E6, mais avec un retard de plus de 10 jours civils complets et d'au plus 20 jours civils complets.</p>	<p>L'entité propriétaire d'<i>automatisme de réseau</i> a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et l'a soumis à son ou ses <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> chargés de l'examen conformément à l'exigence E6, mais avec un retard de plus de 20 jours civils complets et d'au plus 30 jours civils complets.</p>	<p>L'entité <i>propriétaire</i> d'<i>automatisme de réseau</i> a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et l'a soumis à son ou ses <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> chargés de l'examen conformément à l'exigence E6, mais avec un retard de plus de 30 jours civils complets.</p> <p>OU</p> <p>L'entité propriétaire d'<i>automatisme de réseau</i> a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i>, mais ne l'a pas soumis à un ou plusieurs de ses <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> chargés de l'examen conformément à l'exigence E6.</p> <p>OU</p> <p>L'entité propriétaire d'<i>automatisme de réseau</i> n'a pas élaboré de <i>plan d'actions correctives</i> conformément à l'exigence E6.</p>

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E7	L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> a mis en œuvre un <i>plan d'actions correctives</i> conformément à l'alinéa 7.1 de l'exigence E7, mais ne l'a pas mis à jour conformément à l'alinéa 7.2 en cas de changement dans ses activités ou son calendrier, ou n'a pas avisé conformément à l'alinéa 7.3 chacun des <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> chargés de l'examen en cas de mise à jour ou à l'achèvement du <i>plan d'actions correctives</i> .	S. O.	S. O.	L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> n'a pas mis en œuvre un <i>plan d'actions correctives</i> conformément à l'alinéa 7.1 de l'exigence E7.
E8	L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> a effectué un essai fonctionnel d'un <i>automatisme de réseau</i> conformément à l'exigence E8, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils complets.	L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> a effectué un essai fonctionnel d'un <i>automatisme de réseau</i> conformément à l'exigence E8, mais avec un retard de plus de 30 jours civils complets et d'au plus 60 jours civils complets.	L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> a effectué un essai fonctionnel d'un <i>automatisme de réseau</i> conformément à l'exigence E8, mais avec un retard de plus de 60 jours civils complets et d'au plus 90 jours civils complets.	L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> a effectué un essai fonctionnel d'un <i>automatisme de réseau</i> conformément à l'exigence E8, mais avec un retard de plus de 90 jours civils complets. OU L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> n'a pas effectué un essai fonctionnel d'un <i>automatisme de réseau</i> conformément à l'exigence E8.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E9	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a mis à jour la base de données sur les <i>automatismes de réseau</i> conformément à l'exigence E9, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils complets.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a mis à jour la base de données sur les <i>automatismes de réseau</i> conformément à l'exigence E9, mais avec un retard de plus de 30 jours civils complets et d'au plus 60 jours civils complets.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a mis à jour la base de données sur les <i>automatismes de réseau</i> conformément à l'exigence E9, mais avec un retard de plus de 60 jours civils complets et d'au plus 90 jours civils complets.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a mis à jour la base de données sur les <i>automatismes de réseau</i> conformément à l'exigence E9, mais avec un retard de plus de 90 jours civils complets. OU Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas mis à jour la base de données sur les <i>automatismes de réseau</i> conformément à l'exigence E9.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	8 février 2005	Adoption par le Conseil d'administration	
0	16 mars 2007	Désignation par la Commission comme version provisoire, sans aucune mesure prise concernant la norme	
1	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration	
1	19 novembre 2015	Acceptation par la Commission à titre informatif seulement	
2	5 mai 2016	Adoption par le Conseil d'administration	
2	20 septembre 2017	Ordonnance 837 de la FERC approuvant la norme PRC-012-2	

Annexe 1

Documentation à fournir pour l'examen d'un *automatisme de réseau*

La liste de contrôle qui suit spécifie les informations essentielles que l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit documenter et fournir aux *coordonnateurs de la fiabilité (RC)* chargés de l'examen pour chaque *automatisme de réseau (RAS)* nouveau ou dont le fonctionnement a été modifié². Pour tout élément de cette liste qui ne s'applique pas à l'*automatisme de réseau* à examiner, on inscrira la mention « Sans objet ». Si un *automatisme de réseau* existant est présenté pour examen et approbation d'une modification, seule la modification proposée nécessite un examen ; l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit toutefois fournir un résumé du fonctionnement préexistant. Le *RC* peut demander des compléments d'information sur n'importe quel aspect de l'*automatisme de réseau* ainsi que sur tout problème de fiabilité connexe. Le *RC* peut inviter des entités supplémentaires (sans pouvoir de décision) à participer au processus d'examen de l'*automatisme de réseau*.

I. Généralités

1. Éléments d'information (cartes, schémas unifilaires, schémas de poste électrique, schémas de principe, etc.) qui indiquent l'emplacement physique et électrique de l'*automatisme de réseau* et des installations connexes.
2. Fonctionnement du nouvel *automatisme de réseau* ou des modifications proposées au fonctionnement d'un *automatisme de réseau* existant, avec documentation du fonctionnement de l'*automatisme de réseau* avant et après les modifications.
3. *Plan d'actions correctives*, si des modifications d'un *automatisme de réseau* sont proposées dans le cadre d'un *plan d'actions correctives*.
4. Données à verser dans la base de données sur les *automatismes de réseau* :
 - a. nom de l'*automatisme de réseau* ;
 - b. chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* et ses coordonnées ;
 - c. date réelle ou prévue de mise en service, date d'approbation la plus récente par le *RC* (exigence E3), date d'évaluation la plus récente (exigence E4) et date de retrait, le cas échéant ;
 - d. problème de performance du *réseau* ou autre raison qui motive l'*automatisme de réseau* (surcharge thermique, instabilité angulaire, amortissement incorrect d'oscillations, instabilité de la tension, surtension, sous-tension, rétablissement lent de la tension, etc.) ;
 - e. description des *contingences* ou des conditions du *réseau* pour lesquelles l'*automatisme de réseau* a été conçu (conditions de déclenchement) ;
 - f. actions que doit exécuter l'*automatisme de réseau* ;

2. L'expression « dont le fonctionnement a été modifié » s'applique à toute modification apportée à un *automatisme de réseau*, parmi les suivantes :

- changements dans les conditions ou les contingences du *réseau* surveillées par l'*automatisme de réseau* ;
- changements dans les actions que l'*automatisme de réseau* est conçu pour exécuter ;
- changements dans les composants physiques de l'*automatisme de réseau*, au-delà du remplacement à l'identique, sans changement dans le fonctionnement initial de composants existants ;
- changements à la logique de l'*automatisme de réseau*, au-delà de la correction d'erreurs existantes ;
- changements dans les niveaux de redondance (ajout ou retrait).

- g. désignation de l'*automatisme de réseau* comme étant à impact limité³ ;
- h. tout complément d'explication qui contribue à une compréhension de haut niveau de l'*automatisme de réseau*.

II. Description fonctionnelle et information relative à la planification du transport

1. *Contingences* et conditions du *réseau* auxquelles l'*automatisme de réseau* est censé remédier.
2. Actions que doit exécuter l'*automatisme de réseau* en réponse à des perturbations.
3. Résumé d'études techniques, le cas échéant, démontrant que les actions de l'*automatisme de réseau* proposé répondent aux objectifs de performance du *réseau* dans le cadre des événements et des conditions du *réseau* auxquels l'*automatisme de réseau* est censé remédier. Ce résumé d'études techniques doit préciser notamment les années étudiées, les conditions du *réseau* et les *contingences* analysées pour la conception de l'*automatisme de réseau*, et la date à laquelle les études techniques ont été effectuées.
4. Information sur tout projet de développement du *réseau* susceptible d'influer sur l'*automatisme de réseau*.
5. Le cas échéant, désignation « à impact limité » proposée par l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau*, avec justification.
6. Documentation décrivant la performance du *réseau* résultant d'un fonctionnement intempestif possible de l'*automatisme de réseau* (sauf si celui-ci est à impact limité) causé par la défektivité d'un de ses éléments. En cas de défektivité d'un élément d'un *automatisme de réseau* non désigné comme étant à impact limité, toutes les conditions suivantes doivent être remplies :
 - a. le *BES* doit demeurer stable ;
 - b. il ne doit pas y avoir de *déclenchements en cascade* ;
 - c. les *caractéristiques assignées d'installation* pertinentes ne doivent pas être dépassées ;
 - d. les tensions du *BES* doivent demeurer en deçà des limites de tension *postcontingences* ainsi que des limites d'écart de tension *postcontingences* établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* ;
 - e. les réponses aux tensions transitoires doivent demeurer en deçà des limites acceptables établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification*.
7. Évaluation confirmant que les réglages et le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* font en sorte d'éviter toute interaction nuisible avec d'autres *automatismes de réseau* et systèmes de protection et de conduite.
8. Indication d'autres *RC* touchés.

3. Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*.

III. Mise en œuvre

1. Documentation décrivant tout équipement pertinent utilisé pour la détection, l'alimentation c.c., les communications, le télédéclenchement, la logique de traitement, les actions de commande et la surveillance.
2. Information sur les réglages ou paramètres et la logique de détection qui commandent le fonctionnement de l'*automatisme de réseau*.
3. Documentation confirmant que tout dispositif multifonction affecté à des fonctions de l'*automatisme de réseau* en plus d'autres fonctions (relais de protection, SCADA, etc.) ne compromet pas la fiabilité de l'*automatisme de réseau* lorsque ce dispositif n'est pas en service ou est en cours d'entretien.
4. Documentation décrivant la performance du *réseau* en cas de défaillance d'un des éléments de l'*automatisme de réseau* (sauf si celui-ci est à impact limité) au moment où l'*automatisme de réseau* est censé fonctionner. La défaillance d'un des éléments d'un *automatisme de réseau* non désigné comme étant à impact limité ne doit pas empêcher le BES de respecter les mêmes exigences de performance (définies dans la norme de fiabilité TPL-001-4, où elles sont appelées « critères de comportement », ou dans toute norme qui la remplace) que celles prescrites pour les événements et les conditions pour lesquels l'*automatisme de réseau* est conçu. La documentation doit décrire ou illustrer comment la conception de l'*automatisme de réseau* atteint cet objectif.
5. Documentation décrivant le processus d'essai fonctionnel.

IV. Retrait d'un *automatisme de réseau*

La liste suivante indique les informations sur l'*automatisme de réseau* que l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit documenter et fournir à chaque RC chargé de l'examen.

1. Information nécessaire pour permettre au RC de comprendre l'emplacement physique et électrique de l'*automatisme de réseau* et des installations connexes.
2. Résumé des études techniques pertinentes et des justifications techniques qui motivent le retrait de l'*automatisme de réseau*.
3. Date de retrait de l'*automatisme de réseau*.

Annexe 2

Liste de contrôle d'examen de l'*automatisme de réseau* par le *coordonnateur de la fiabilité*

La liste de contrôle suivante indique les critères de fiabilité qui doivent guider le *coordonnateur de la fiabilité (RC)* dans son examen et sa vérification de tout *automatisme de réseau* nouveau ou dont le fonctionnement a été modifié⁴. Le *RC* n'est pas limité dans son examen aux éléments de cette liste de contrôle ; il peut demander des compléments d'information sur n'importe quel aspect de l'*automatisme de réseau* ainsi que sur tout problème de fiabilité relatif à l'*automatisme de réseau*. Pour tout élément de cette liste qui ne s'applique pas à l'*automatisme de réseau* examiné, on inscrira la mention « Sans objet ». Si l'examen soulève des questionnements quant à la fiabilité, celles-ci ainsi que les solutions proposées doivent être documentées avec le reste des éléments applicables de l'annexe 2.

I. Conception

1. Les actions de l'*automatisme de réseau* répondent aux objectifs de performance pour l'étendue des événements et des conditions auxquels l'*automatisme de réseau* est censé remédier.
2. La temporisation des actions de l'*automatisme de réseau* est appropriée aux objectifs de performance du *BES* établis pour l'*automatisme de réseau*.
3. Les conditions d'armement de l'*automatisme de réseau*, le cas échéant, sont appropriées pour ses objectifs de performance du *réseau*.
4. L'*automatisme de réseau* évite toute interaction nuisible avec d'autres *automatismes de réseau* ou systèmes de protection et de conduite.
5. Les effets d'un fonctionnement incorrect de l'*automatisme de réseau* (y compris son fonctionnement intempestif ou son non-fonctionnement) ont été déterminés.
6. La désignation de l'*automatisme de réseau* comme étant ou non à impact limité⁵. Un *automatisme de réseau* à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*.
7. Sauf dans le cas d'un *automatisme de réseau* à impact limité (selon l'évaluation du *RC*), le fonctionnement intempestif possible de l'*automatisme de réseau* par suite d'une défectuosité d'un de ses éléments doit répondre à toutes les exigences suivantes :
 - a. le *BES* doit demeurer stable ;

4. L'expression « dont le fonctionnement a été modifié » s'applique à toute modification apportée à un *automatisme de réseau*, parmi les suivantes :

- changements dans les conditions ou les contingences du *réseau* surveillées par l'*automatisme de réseau* ;
- changements dans les actions que l'*automatisme de réseau* est conçu pour exécuter ;
- changements dans les composants physiques de l'*automatisme de réseau*, au-delà du remplacement à l'identique, sans changement dans le fonctionnement initial de composants existants ;
- changements à la logique de l'*automatisme de réseau*, au-delà de la correction d'erreurs existantes ;
- changements dans les niveaux de redondance (ajout ou retrait).

5. Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*.

- b. il ne doit pas y avoir de *déclenchements en cascade* ;
 - c. les *caractéristiques assignées d'installation* pertinentes ne doivent pas être dépassées ;
 - d. les tensions du *BES* doivent demeurer en deçà des limites de tension *postcontingences* ainsi que des limites d'écart de tension *postcontingences* établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* ;
 - e. les réponses aux tensions transitoires doivent demeurer en deçà des limites acceptables établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification*.
8. Les effets de modifications futures du *BES* sur la conception et le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* ont été déterminés, le cas échéant.

II. Mise en œuvre

- 1. La mise en œuvre de la logique de l'*automatisme de réseau* établit une corrélation adéquate entre les actions (signaux de sortie) et les événements et conditions (signaux d'entrée).
- 2. Sauf dans le cas d'un *automatisme de réseau* à impact limité (selon l'évaluation du *RC*), la défaillance d'un des éléments de l'*automatisme de réseau* n'empêche pas le *BES* de respecter les mêmes exigences de performance que celles prescrites pour les événements et les conditions pour lesquels l'*automatisme de réseau* est conçu.
- 3. La conception de l'*automatisme de réseau* facilite les opérations d'essai et d'entretien périodiques.
- 4. Le mécanisme ou la procédure d'armement de l'*automatisme de réseau* est décrit clairement, et permet un armement et un fonctionnement fiables de l'*automatisme de réseau* pour les événements et les conditions pour lesquels l'*automatisme de réseau* est conçu.

III. Retrait d'un *automatisme de réseau*

L'examen du retrait proposé d'un *automatisme de réseau* doit confirmer que l'*automatisme de réseau* n'est plus nécessaire.

Annexe 3

Information de la base de données

1. Nom de l'*automatisme de réseau*.
2. Chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* et ses coordonnées.
3. Date réelle ou prévue de mise en service, date d'approbation la plus récente par le *coordonnateur de la fiabilité* (exigence E3), date d'évaluation la plus récente (exigence E4) et date de retrait, le cas échéant.
4. Problème de performance du *réseau* ou autre raison qui motive l'*automatisme de réseau* (surcharge thermique, instabilité angulaire, amortissement incorrect d'oscillations, instabilité de la tension, surtension, sous-tension, rétablissement lent de la tension, etc.).
5. Description des *contingences* ou des conditions du *réseau* pour lesquelles l'*automatisme de réseau* a été conçu (conditions de déclenchement).
6. Actions que doit exécuter l'*automatisme de réseau*.
7. Désignation de l'*automatisme de réseau* comme étant à impact limité⁶.
8. Tout complément d'explication qui contribue à une compréhension de haut niveau de l'*automatisme de réseau*.

6. Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des déclenchements en cascade, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*.

Justification technique

4.1.1 Coordonnateur de la fiabilité

Le *coordonnateur de la fiabilité (RC)* est l'entité fonctionnelle la mieux placée pour procéder à l'examen de l'*automatisme de réseau* : parmi toutes les entités fonctionnelles, c'est le *RC* qui a la vue d'ensemble la plus étendue en matière de fiabilité ; en outre, il est au courant des enjeux de fiabilité qui touchent les *zones de fiabilité* voisines. Sa vue d'ensemble sur la *zone étendue* facilite l'évaluation des interactions entre différents *automatismes de réseau*, ainsi que des interactions entre les *automatismes de réseau* et d'autres systèmes de protection et de conduite. Par ailleurs, la désignation du *RC* pour ce rôle amenuise la possibilité d'un conflit d'intérêts découlant de relations d'affaires entre l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau*, le *coordonnateur de la planification*, le *planificateur de réseau de transport* ou d'autres entités concernées par la planification ou la mise en service d'un *automatisme de réseau*. Le *RC* est en outre moins susceptible d'être partie prenante à un *automatisme de réseau*, et peut donc maintenir son impartialité.

4.1.2 Coordonnateur de la planification

Le *coordonnateur de la planification (PC)* est l'entité fonctionnelle la mieux placée pour procéder à l'évaluation de l'*automatisme de réseau* : celle-ci consiste à vérifier le maintien de l'efficacité et de la coordination de l'*automatisme de réseau*, ainsi qu'à connaître les impacts sur le réseau d'un fonctionnement intempestif de l'*automatisme de réseau* ou de la défaillance d'un de ses éléments. Les points à évaluer sont notamment les suivants : 1) l'atténuation par l'*automatisme de réseau* de la ou des conditions ou incidents de *réseau* pour lesquels il a été conçu ; 2) l'évitement des interactions nuisibles entre l'*automatisme de réseau* et d'autres *automatismes de réseau* ou systèmes de protection et de conduite ; 3) les effets d'un fonctionnement intempestif ; et 4) les effets d'une défaillance d'un élément de l'*automatisme de réseau*. L'évaluation de ces points nécessite la modélisation et l'étude du réseau de transport interconnecté, à la manière des analyses de planification effectuées par les *PC*.

4.1.3 Entité propriétaire d'automatisme de réseau

L'expression « entité propriétaire d'*automatisme de réseau* » désigne tout *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* qui possède la totalité ou une partie d'un *automatisme de réseau*. Si tous les éléments d'un *automatisme de réseau* ont un seul et même propriétaire, celui-ci assume l'entière responsabilité de toutes les activités imposées par la norme à l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau*. Si les éléments d'un *automatisme de réseau* ont différents propriétaires, chacun de ceux-ci est considéré comme une entité propriétaire d'*automatisme de réseau* et est tenu de participer à diverses activités prescrites par les exigences de la norme.

La norme n'impose pas de méthodes de conformité particulières. Les entités propriétaires d'*automatisme de réseau* ont l'option de collaborer entre elles afin de se conformer aux différentes exigences pertinentes. De tels efforts de collaboration et de coordination peuvent rendre plus efficace l'atteinte des objectifs de fiabilité des exigences ; cependant, chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit pouvoir attester sa participation à l'effort de conformité. Par exemple, les différentes entités propriétaires d'un *automatisme de réseau* pourraient collaborer afin de préparer et de soumettre ensemble l'information spécifiée à l'annexe 1 au *RC* chargé de l'examen de l'*automatisme de réseau*, conformément à l'exigence E1.

Impact limité

Les *automatismes de réseau* sont des assemblages uniques et personnalisés d'équipements de protection et de conduite dont la complexité et l'impact sur la fiabilité du *BES* sont variables. Ces

différences dans la conception, le mode d'action et le risque pour le *BES* de l'*automatisme de réseau* sont inventoriées et évaluées dans le cadre des exigences E1 à E4 de la norme PRC-012-2.

Le *RC* chargé de l'examen a le pouvoir de désigner un *automatisme de réseau* comme étant à impact limité si celui-ci ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*. Il revient au *RC* chargé de l'examen de décider si un *automatisme de réseau* mérite la désignation « à impact limité », à partir d'études et d'autres informations fournies conformément à l'annexe 1 par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*.

La norme reconnaît la catégorie LAPS (automatisme de protection de zone locale) du WECC (Western Electricity Coordinating Council) et la catégorie Type III du NPCC (Northeast Power Coordinating Council) comme étant initialement appropriées pour la désignation « à impact limité ». L'information ci-après, qui décrit les catégories d'*automatismes de réseau* susmentionnées du WECC et du NPCC, est tirée de leurs documentations régionales respectives⁷. L'équipe de rédaction souligne que l'information présentée reflète l'état des processus régionaux du WECC et du NPCC au moment de l'élaboration de la norme PRC-012-2, et qu'elle peut avoir changé avant la date d'entrée en vigueur de cette norme.

WECC : catégorie LAPS (automatismes de protection de zone locale)

Automatisme de réseau dont le non-fonctionnement n'entraînerait AUCUN des effets suivants :

- une non-conformité à la pratique régionale TPL-001-WECC-RBP, *System Performance Regional Business Practice* ;
- une perte de charge maximale d'au moins 300 MW ;
- une perte de production maximale d'au moins 1 000 MW.

NPCC : catégorie Type III

Automatisme de réseau dont le fonctionnement incorrect ou le non-fonctionnement n'entraînerait aucun **impact négatif important** à l'extérieur de la **zone locale**.

Les termes suivants sont également définis par le NPCC pour évaluer les impacts de l'*automatisme de réseau* aux fins de son classement :

Impact négatif important – En ce qui concerne la capacité de fonctionnement maximale des réseaux touchés, seront considérés comme ayant un impact négatif important une ou plusieurs des conditions ci-dessous découlant de défauts ou de perturbations :

- a. instabilité du réseau ;
- b. réponse dynamique inadmissible du réseau ou déclenchements d'équipements ;
- c. niveaux de tension contrevenant aux limites d'urgence applicables ;
- d. charges sur les installations de transport contrevenant aux limites d'urgence applicables ;
- e. perte de charge inadmissible.

Zone locale – Partie de réseau confinée électriquement ou de configuration radiale. L'étendue géographique de la zone et le nombre d'éléments de réseau qu'elle renferme varient selon les

7. WECC, *Procedure to Submit a RAS for Assessment – Information Required to Assess the Reliability of a RAS Guideline*, révision du 28 octobre 2013 | NPCC *Regional Reliability Reference Directory #7, Special Protection Systems*, version 2, 31 mars 2015.

caractéristiques du réseau. Une zone locale peut avoir une étendue relativement grande et comporter un nombre peu élevé de jeux de barres dans le cas d'un réseau à faible densité, ou une étendue assez restreinte et comporter un nombre relativement élevé de jeux de barres dans le cas d'un réseau à forte densité.

Si un *automatisme de réseau* est mis en service avant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2 et qu'il a été classé « LAPS » par le WECC ou « Type III » par le NPCC après avoir été soumis au processus d'examen régional pertinent, il est considéré comme un *automatisme de réseau* à impact limité aux fins de la norme PRC-012-2 à la date d'entrée en vigueur de celle-ci, et il est soumis à toutes ses exigences pertinentes.

Pour pouvoir demander au RC chargé de l'examen de désigner un *automatisme de réseau* existant (mis en œuvre avant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2) comme étant à impact limité, l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit préparer et soumettre l'information prescrite à l'annexe 1, notamment la justification technique (les évaluations) que le *réseau* répond aux exigences de performance (alinéas 4.1.4 et 4.1.5 de l'exigence E4) en cas de défectuosité ou de défaillance, respectivement, d'un élément de l'*automatisme de réseau*.

Rien n'empêche une entité propriétaire d'*automatisme de réseau* de travailler avec le RC chargé de l'examen pendant la période de mise en œuvre de la norme PRC-012-2, en attendant son entrée en vigueur. Cependant, même si le RC chargé de l'examen conclut que l'*automatisme de réseau* peut être désigné comme étant à impact limité, cette désignation n'est pas pertinente tant que la norme n'entre pas en vigueur. D'ici là, les processus régionaux existants continuent de s'appliquer, ainsi que les désignations existantes des *automatismes de réseau*, ou l'absence de celles-ci.

Exemple d'*automatisme* qui pourrait être considéré comme un *automatisme de réseau* à impact limité : un système de délestage de charge ou de rejet de production servant à atténuer la surcharge d'une ligne de transport du BES. Le fonctionnement intempestif d'un tel système entraînerait la perte d'une certaine quantité de production ou de charge. L'évaluation par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* devra démontrer que la perte de cette quantité de production ou de charge, sans que se produise réellement la contingence liée au fonctionnement de l'*automatisme de réseau*, est acceptable et n'est pas préjudiciable à la fiabilité du BES, par exemple quant à la stabilité en fréquence et en tension. Par ailleurs, le non-fonctionnement de cet *automatisme* dans les conditions prévues pourrait entraîner la surcharge d'une ligne de transport au-delà de sa capacité acceptable. L'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* devra démontrer que cette surcharge, bien que supérieure aux *caractéristiques assignées d'installation* de la ligne, n'est pas préjudiciable au BES à l'extérieur de la zone restreinte (prédéterminée par des études) touchée par la contingence.

Autres exemples d'*automatismes de réseau* à impact limité :

- Un *automatisme* qui sert à protéger des équipements du BES contre les dommages causés par une surtension, en commandant un rejet de production ou le déclenchement d'un équipement.
- Un *automatisme* de délestage en sous-tension à commande centralisée qui sert à protéger une zone restreinte (prédéterminée par des études) du BES contre l'effondrement de la tension.
- Un *automatisme* qui déclenche un groupe de production à la suite de certaines *contingences* dans le BES afin d'empêcher la désynchronisation de ce groupe par rapport au *réseau* ; étant entendu que si l'*automatisme de réseau* n'intervient pas et que le groupe décroche, les oscillations d'impédance apparente produites n'entraîneront pas le déclenchement d'*éléments* du *réseau* de transport à part le groupe de production et les installations qui y sont raccordées directement.

Exigence E1

Chaque *automatisme de réseau* est unique et ses actions peuvent avoir des effets importants sur la fiabilité et l'intégrité du *système de production-transport d'électricité (BES)*. C'est pourquoi, avant de mettre en service un nouvel *automatisme de réseau* ou un *automatisme de réseau* existant dont le fonctionnement a été modifié, ou encore de retirer du service un *automatisme de réseau*, il est indispensable de procéder à un examen approprié.

L'expression « dont le fonctionnement a été modifié » s'applique aux cas suivants :

- changements dans les conditions ou les *contingences* du *réseau* surveillées par l'*automatisme de réseau* ;
- changements dans les actions que l'*automatisme de réseau* est conçu pour exécuter ;
- changements dans les composants physiques de l'*automatisme de réseau*, au-delà du remplacement à l'identique sans changement dans le fonctionnement initial de composants existants ;
- changements à la logique de l'*automatisme de réseau*, au-delà de la correction d'erreurs existantes ;
- changements dans les niveaux de redondance (ajout ou retrait).

Pour illustrer les limites du remplacement à l'identique d'un élément d'un *automatisme de réseau*, prenons le cas du remplacement d'un relais (ou autre composant) par un autre relais (ou autre composant) ayant des fonctions semblables. Par exemple, si un *automatisme de réseau* comporte un relais CO-11 qui est remplacé par un relais IAC-53, il s'agit d'un remplacement à l'identique. Si le relais CO-11 est remplacé par un relais SEL-451 à microprocesseur ayant strictement les mêmes fonctions que le relais CO-11 d'origine, il s'agit aussi d'un remplacement à l'identique. Par contre, si le relais SEL-451 vise à ajouter une nouvelle logique par rapport à celle du relais CO-11, il s'agit dans ce cas d'une modification du fonctionnement.

Les changements aux seuils de sensibilité d'un *automatisme* qui ne requièrent aucun autre changement ne sont pas considérés comme une modification du fonctionnement. Par exemple, les conditions du *réseau* nécessitent qu'un *automatisme de réseau* soit armé lorsque le transit combiné sur deux lignes dépasse 500 MW ; si une évaluation périodique selon l'exigence E4 (ou toute autre évaluation) indique que le seuil d'armement devrait être réduit à 450 MW sans aucun autre changement dans l'*automatisme de réseau*, il ne s'agit pas d'une modification du fonctionnement. De même, si un *automatisme de réseau* commande un délestage afin de réduire la charge sur une ligne au-dessous de 1 000 A, le fait de changer le seuil de délestage de 1 000 A à 1 100 A ne constitue pas une modification du fonctionnement.

Un autre exemple présente un cas où un changement dans le *réseau* nécessiterait de modifier le fonctionnement d'un *automatisme de réseau*. Considérons un centre de production raccordé à un centre de consommation par deux lignes de transport. Ces lignes n'ont pas chacune une capacité suffisante pour faire transiter la production totale de la centrale si une des lignes est hors service. L'*automatisme de réseau* surveille donc l'état des deux lignes et interrompt la production ou la ramène à un niveau sécuritaire en cas de perte de l'une ou l'autre des lignes. Plus tard, une dérivation est raccordée à une des lignes pour alimenter une charge supplémentaire. Le *réseau* sur lequel agit l'*automatisme de réseau* comprend désormais trois lignes, et la perte d'une quelconque d'entre elles peut nécessiter une réduction de production. Il faut modifier l'*automatisme de réseau* pour surveiller les trois lignes (ajout de deux entrées d'état de ligne à l'*automatisme de réseau*) et mettre à jour la logique

qui sert à détecter l'indisponibilité de l'une ou l'autre des lignes ; par ailleurs, la réduction de production (signal de sortie de l'*automatisme de réseau*) peut ou non être modifiée, selon la ligne qui est hors service. Ces changements à l'*automatisme de réseau* constituent une modification de fonctionnement.

Toute modification du fonctionnement d'un *automatisme de réseau* doit être examinée et approuvée selon le processus décrit aux exigences E1, E2 et E3. Le besoin de telles modifications peut être déterminé de différentes façons, notamment, sans restriction aucune, les évaluations de planification prescrites à l'exigence E4, un fonctionnement incorrect constaté selon l'exigence E5, un échec aux essais prescrits à l'exigence E8, ou encore des évaluations de planification liées à des ajouts ou à des modifications futures d'autres installations.

L'alinéa 4 a) de la section Mise en œuvre ci-après concernant l'annexe 1, à la présente section Compléments, donne des exemples d'éléments d'un *automatisme de réseau* dont on peut envisager la défaillance. Le RC est libre de déterminer quels éléments doivent être considérés comme des éléments de l'*automatisme de réseau* pendant son examen.

Afin de faciliter un examen qui renforce la fiabilité, la ou les entités propriétaires d'*automatisme de réseau* doivent fournir au RC chargé de l'examen suffisamment de détails sur la conception, la fonction et le fonctionnement de l'*automatisme de réseau*. Ces informations et la documentation à l'appui sont précisées à l'annexe 1 de la norme ; l'exigence E1 oblige la ou les entités propriétaires d'*automatisme de réseau* à les fournir au RC chargé de l'examen. Le RC qui coordonne la zone dans laquelle est situé l'*automatisme de réseau* est chargé de l'examen. Si l'*automatisme de réseau* recoupe plusieurs zones de fiabilité, chaque RC concerné est chargé soit d'effectuer son propre examen, soit de participer à un examen coordonné.

L'exigence E1 ne spécifie pas combien de temps avant la mise en service la ou les entités propriétaires de l'*automatisme de réseau* doivent fournir au RC chargé de l'examen l'information prescrite à l'annexe 1. Cette information devra être transmise suffisamment tôt, compte tenu du délai accordé au RC selon l'exigence E2 pour procéder à l'examen, ainsi que du temps nécessaire pour corriger tout problème de fiabilité qui pourrait être décelé, avant l'approbation finale du RC chargé de l'examen. La transmission diligente de cette information est dans l'intérêt de chaque entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* afin que la mise en service puisse être faite dans les meilleurs délais.

Exigence E2

L'exigence E2 demande au RC de procéder à l'examen de tout nouvel *automatisme de réseau* proposé et de tout *automatisme de réseau* existant dont une modification du fonctionnement ou le retrait est proposé dans sa zone de fiabilité.

Les *automatismes de réseau* sont des assemblages uniques et personnalisés d'équipements de protection et de conduite. Ils présentent donc le potentiel d'entraîner des risques pour la fiabilité du BES à moins d'être planifiés, conçus et installés avec soin. Un *automatisme de réseau* peut avoir pour but de corriger un problème de fiabilité ou de produire un avantage économique ou opérationnel, mais il peut entraîner par ailleurs des risques pour la fiabilité, dont la ou les entités qui en sont propriétaires peuvent ne pas avoir conscience. Un examen indépendant par une équipe multidisciplinaire de spécialistes en planification, en exploitation, en protection, en télécommunications et en équipement est un moyen efficace de déceler les risques et de recommander des correctifs à l'*automatisme de réseau* si nécessaire.

Le RC est l'entité fonctionnelle la mieux placée pour procéder à l'examen de l'*automatisme de réseau* : parmi toutes les entités fonctionnelles, c'est le RC qui a la vue d'ensemble la plus étendue en matière de fiabilité ; en outre, il est au courant des enjeux de fiabilité qui touchent les zones de fiabilité voisines. Sa

vue d'ensemble sur la *zone étendue* facilite l'évaluation des interactions entre différents *automatismes de réseau* ainsi que des interactions entre les *automatismes de réseau* et d'autres systèmes de protection et de conduite.

Par ailleurs, la désignation du RC pour ce rôle amenuise la possibilité d'un conflit d'intérêts découlant de relations d'affaires entre l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau*, le PC, le *planificateur de réseau de transport (TP)* ou d'autres entités concernées par la planification ou la mise en service de l'*automatisme de réseau*. Le RC peut demander à d'autres entités comme le ou les PC ou les groupes techniques régionaux (par exemple les *entités régionales*) de l'aider pour l'examen de l'*automatisme de réseau* ; cependant, le RC demeure responsable de la conformité avec l'exigence. Il est entendu que le RC ne détient pas plus d'informations ou de compétences que ne l'indique son inscription à titre d'entité fonctionnelle selon les critères de la NERC. Le modèle fonctionnel de la NERC est un guide concernant l'élaboration des normes et leur applicabilité, et ne comporte pas d'exigences de conformité. Si une norme de fiabilité invoque des fonctions qui ne sont pas décrites dans le modèle, les exigences de la norme ont préséance sur le modèle fonctionnel. Pour de plus amples détails, consulter la section Introduction du modèle de fiabilité de la NERC, version 5, novembre 2009. L'annexe 2 de la présente norme propose une liste de contrôle pour aider le RC à déterminer les paramètres de conception et de mise en œuvre d'un *automatisme de réseau*, et pour faciliter une démarche d'examen uniforme des différents *automatismes de réseau* soumis pour examen. Le délai de quatre mois civils concorde avec la pratique courante dans l'industrie ; cependant, l'exigence prévoit une certaine latitude puisqu'elle permet aux parties de négocier un calendrier différent pour l'examen. Il est à noter qu'un RC peut devoir inclure cette tâche dans son ou ses plans de fiabilité pour la ou les régions de la NERC où il est situé.

Exigence E3

L'exigence E3 stipule que chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit corriger tous les problèmes de fiabilité liés à son *automatisme de réseau* signalés par le ou les RC chargés de l'examen. Les problèmes de fiabilité possibles concernent notamment la sûreté de fonctionnement, la sécurité ou la coordination. On considère que l'*automatisme de réseau* est approuvé lorsque les résultats d'examen transmis par le RC à chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* indiquent soit que l'examen n'a décelé aucun problème de fiabilité, soit que tous les problèmes de fiabilité décelés ont été corrigés à la satisfaction du RC.

La sûreté de fonctionnement est l'une des composantes de la notion de fiabilité ; elle exprime le degré de certitude qu'un appareil interviendra dans les circonstances prévues. Si un *automatisme de réseau* est mis en place pour assurer la conformité aux exigences de performance des normes de fiabilité de la NERC, tout non-fonctionnement de cet *automatisme de réseau* lorsque la ou les *contingences* ou conditions de *réseau* spécifiées se produisent entraînerait un risque de non-conformité aux normes de fiabilité. Afin d'atténuer ce risque, on conçoit l'*automatisme de réseau* de façon qu'il puisse remplir sa fonction même en cas de défaillance d'un de ses éléments ; à cette fin, on opte souvent pour la redondance. D'autres stratégies visant à assurer la sûreté de fonctionnement comprennent le surdimensionnement de la coupure de charge ou de production, ou l'installation d'*automatismes de relève*.

La sécurité est une autre composante de la notion de fiabilité ; elle indique la confiance que l'appareil n'interviendra pas de façon intempestive. Le fonctionnement intempestif d'un *automatisme de réseau* déclenche une action programmée sans que les conditions d'armement soient remplies, ou en dehors de la ou des *contingences* ou conditions de *réseau* spécifiées. Typiquement, un *automatisme de réseau* commande un délestage de charge, un rejet de production ou une reconfiguration du *réseau* ; de telles actions, si elles surviennent de façon injustifiée, sont néfastes et peuvent compromettre la sécurité du

réseau. Le pire scénario de fonctionnement intempestif est celui où toutes les actions programmées de l'*automatisme de réseau* sont déclenchées. Si la performance du *réseau* est encore conforme à l'alinéa 4.3 de l'exigence E4 de la norme PRC-012-2, aucune mesure d'atténuation supplémentaire n'est requise. Des moyens de renforcement de la sécurité intrinsèque d'un *automatisme de réseau* comme des logiques de décision sont des mesures d'atténuation acceptables contre les fonctionnements intempestifs.

Tout problème de fiabilité décelé pendant l'examen doit être corrigé avant la mise en service de l'*automatisme de réseau*, afin d'éviter que le *réseau* ne soit exposé à un risque indu. L'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* ou le ou les RC chargés de l'examen peuvent envisager différents moyens pour corriger le problème. Quoi qu'il en soit, le critère primordial est celui de la fiabilité, et la décision finale revient au RC.

Il n'est pas nécessaire de spécifier un délai particulier pour la réponse de l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* à l'examen par le RC, puisqu'une réponse diligente est dans l'intérêt de chaque entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*, en principe désireuse de procéder à la mise en service dans les meilleurs délais

Il n'est pas non plus nécessaire de spécifier un délai particulier pour la réponse du RC à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* à la suite de l'examen, car le RC est au courant 1) de tout problème de fiabilité qui perdure tant que l'*automatisme de réseau* n'aura pas été mis en service, et 2) du calendrier prévu par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* pour mettre celui-ci en service afin de résoudre ces problèmes de fiabilité. Comme le RC est l'arbitre ultime de la fiabilité du BES, la résolution des problèmes de fiabilité est une priorité pour le RC et incite celui-ci à répondre sans délai à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*.

Exigence E4

L'exigence E4 stipule que chaque *automatisme de réseau* doit être évalué au moins une fois toutes les cinq années civiles. Cette évaluation périodique vise à confirmer le maintien de l'efficacité et de la coordination de l'*automatisme de réseau*, ainsi qu'à vérifier que les exigences de performance du BES en cas de fonctionnement intempestif de l'*automatisme de réseau* ou de défaillance d'un de ses éléments sont toujours remplies. Une évaluation périodique est exigée parce que des changements dans la topologie ou les conditions d'exploitation du *réseau* peuvent remettre en question l'efficacité de l'*automatisme de réseau* ou la manière dont celui-ci interagit avec le BES et influe sur son fonctionnement.

Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le BES. C'est pourquoi les *automatismes de réseau* à impact limité sont dispensés des essais de défektivité et de défaillance d'un de leurs éléments (alinéas 4.1.4 et 4.1.5, respectivement). Pour ce type d'*automatisme de réseau*, de tels essais obligerait à complexifier la conception, sans guère de bienfait pour la fiabilité du BES.

Un *automatisme de réseau* mis en service après la date d'entrée en vigueur de la présente norme ne peut être considéré comme étant à impact limité que sur décision du RC chargé de l'examen. Si un *automatisme de réseau* est mis en service avant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2 et qu'il a été classé « LAPS » par le WECC ou « Type III » par le NPCC après avoir été soumis au processus d'examen régional pertinent, il est considéré comme un *automatisme de réseau* à impact limité aux fins

de la norme PRC-012-2 à la date d'entrée en vigueur de celle-ci, et il est soumis à toutes ses exigences pertinentes.

L'exigence E4 précise aussi que les essais de défaillance d'un élément et les essais de fonctionnement intempestif ne s'appliquent pas aux *automatismes de réseau* à impact limité. Pour ce type d'*automatisme de réseau*, de tels essais obligerait à complexifier la conception, sans guère de bienfait pour la fiabilité du *BES*.

Pour les *automatismes de réseau* existants, le délai de cinq années civiles de l'exigence E4 s'applique initialement à compter de la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2. Dans le cas d'un *automatisme de réseau* nouveau ou dont le fonctionnement est modifié, le délai de cinq années civiles s'applique initialement à compter de la date d'approbation de l'*automatisme de réseau* par le *RC* chargé de l'examen. Le délai de cinq années civiles a été choisi comme intervalle maximal entre les évaluations à partir des valeurs adoptées pour des exigences semblables dans les normes de fiabilité PRC-006, PRC-010 et PRC-014. On peut procéder plus tôt à l'évaluation de l'*automatisme de réseau* si l'on considère que des changements importants à la topologie de *réseau* ou à ses conditions d'exploitation peuvent remettre en question l'efficacité ou la coordination de l'*automatisme de réseau*. Des changements dans le *réseau* peuvent aussi amener à reconsidérer les effets d'un *automatisme de réseau* à impact limité sur la fiabilité du *BES* ; l'alinéa 4.1.3 de l'exigence E4 demande explicitement de réévaluer périodiquement si la désignation « à impact limité » d'un *automatisme de réseau* est toujours justifiée. L'évaluation périodique d'un *automatisme de réseau* produit habituellement un des trois résultats suivants : 1) la confirmation que l'*automatisme de réseau* existant est adéquat ; 2) la description des correctifs à apporter à l'*automatisme de réseau* ; ou 3) la justification du retrait de l'*automatisme de réseau*.

Les conditions visées par l'évaluation (alinéas 4.1.1 à 4.1.5 de l'exigence E4) nécessitent des analyses de planification qui peuvent amener à modéliser le réseau de transport interconnecté afin d'évaluer la performance du *BES*. Le *PC* est l'entité fonctionnelle la mieux placée pour réaliser ces analyses puisqu'il a une bonne vue d'ensemble de la planification dans une zone étendue. Dans l'intérêt de la fiabilité, le *PC* est tenu de transmettre les résultats de son évaluation à chaque *TP* et *PC* concerné, ainsi qu'à chaque *RC* chargé de l'examen et entité propriétaire d'*automatisme de réseau*. Si l'*automatisme de réseau* recoupe les territoires de plusieurs *PC*, chaque *PC* concerné est tenu soit d'effectuer sa propre évaluation, soit de participer à une évaluation coordonnée.

L'alinéa 4.1.4 de l'exigence E4 vise à vérifier qu'un fonctionnement intempestif éventuel de l'*automatisme de réseau* (sauf s'il est à impact limité) causé par une défectuosité d'un de ses éléments respecte les mêmes exigences de performance du *réseau* que pour les *contingences* ou conditions du *réseau* pour lesquelles il est conçu. Si l'*automatisme de réseau* est conçu pour répondre à un des événements de planification (P0 à P7) de la norme TPL-001-4, le fonctionnement intempestif éventuel de l'*automatisme de réseau* doit respecter les exigences de performance spécifiées dans cette norme pour l'événement de planification en question. L'exigence précise que le seul cas de fonctionnement intempestif visé est celui causé par la défectuosité d'un seul des éléments de l'*automatisme de réseau*. On pourra intégrer à l'*automatisme de réseau* des fonctions de sécurité qui empêchent que la défectuosité d'un élément entraîne un fonctionnement intempestif ; sinon, le fonctionnement intempestif de l'*automatisme de réseau* doit satisfaire à l'alinéa 4.1.4.

L'alinéa 4.1.4 de l'exigence E4 vise aussi à vérifier qu'un fonctionnement intempestif éventuel d'un *automatisme de réseau* (sauf s'il est à impact limité) installé en prévision d'un événement extrême spécifié dans la norme TPL-001-4 ou de certaines autres *contingences* ou conditions du *réseau* non définies dans la norme TPL-001-4 (donc sans exigences de performance) respecte les exigences minimales de performance du *réseau* de la catégorie P7 du tableau 1 de la norme TPL-001-4, où elles

sont appelées « critères de comportement ». Toutefois, au lieu de renvoyer à la norme TPL, l'exigence énonce directement les exigences de performance du *réseau* qu'un fonctionnement intempestif éventuel doit respecter. Les exigences de performance énoncées (alinéas 4.1.4.1 à 4.1.4.5 de l'exigence E4) sont celles qui sont communes à tous les événements de planification (P0 à P7) traités dans la norme TPL-001-4.

En ce qui a trait à l'alinéa 4.1.4 de l'exigence E4, soulignons que les seules différences d'exigences de performance entre les événements (P0 à P7) de la norme TPL (exigences non communes à tous ces événements) concernent la *perte de charge non subordonnée à une protection* et l'interruption de *service de transport ferme*. Il n'est pas nécessaire de spécifier à l'alinéa 4.1.4 les exigences de performance relatives à ces cas puisqu'un *automatisme de réseau* est autorisé à délester une charge non subordonnée à une protection ou à interrompre un *service de transport ferme* uniquement si cette action est permise pour la *contingence* visée par l'*automatisme de réseau*. Par conséquent, le fonctionnement intempestif doit nécessairement respecter les exigences de performance applicables à une *perte de charge non subordonnée à une protection* ou à l'interruption du *service de transport ferme* pour la ou les *contingences* visées par l'*automatisme de réseau*.

L'alinéa 4.1.5 de l'exigence E4 a pour objet de vérifier qu'une défaillance d'un élément de l'*automatisme de réseau* (sauf dans le cas d'un *automatisme de réseau* à impact limité), dans une situation où il est prévu que l'*automatisme de réseau* fonctionne, n'empêche pas le *BES* de respecter les mêmes exigences de performance (définies dans la norme de fiabilité TPL-001-4, où elles sont appelées « critères de comportement », ou toute norme qui la remplace) que celles prescrites pour les événements et les conditions en vue desquels l'*automatisme de réseau* est conçu. Cette vérification est nécessaire pour confirmer que des changements dans les conditions du *réseau* n'ont pas eu pour conséquence que l'exigence relative à la défaillance d'un élément de l'*automatisme de réseau* n'est plus respectée.

Voici un exemple de défaillance d'un élément qui entraîne le non-respect des exigences de performance du *réseau* pour l'événement P1 visé par un *automatisme de réseau*. Considérons le cas où un défaut triphasé (événement P1) entraînerait l'instabilité d'une centrale électrique (non-respect des exigences de performance ou critères de comportement du *réseau* de la norme TPL-001-4). En vue d'une telle éventualité, un *automatisme de réseau* est mis en place afin de débrancher un seul des groupes de production et de préserver ainsi la stabilité des autres groupes de la centrale. Si la défaillance d'un élément (par exemple un relais) de cet *automatisme de réseau* a pour effet que celui-ci ne fonctionne pas lors de l'événement P1, la centrale électrique deviendrait alors instable (ce qui contreviendrait aux exigences de performance ou critères de comportement du *réseau* de la norme TPL-001-4 pour un événement P1).

L'alinéa 4.1.5 de l'exigence E4 ne spécifie pas que tous les *automatismes de réseau* doivent avoir des éléments redondants. Par exemple :

- Prenons le cas d'un *automatisme de réseau* qui sert à atténuer un événement extrême selon la norme TPL-001-4. Il n'existe pas d'exigences de performance du *réseau* pour les événements extrêmes ; par conséquent, l'*automatisme de réseau* n'a pas besoin de redondance pour respecter les mêmes exigences de performance que celles prescrites pour les événements et les conditions en vue desquels il a été conçu.
- Prenons le cas d'un *automatisme de réseau* qui arme une plus grande quantité de charge ou de production que nécessaire, de sorte que même si l'*automatisme de réseau* se trouve incapable de couper une partie de la charge ou de la production prévue en raison de la défaillance d'un de ses éléments, la performance du *réseau* restera satisfaisante ; par ailleurs, la coupure de la

quantité totale de charge ou de production ne doit pas entraîner d'autres effets nuisibles pour la fiabilité.

L'évaluation périodique ne comprend pas un nouvel examen de la mise en œuvre physique de l'*automatisme de réseau*, puisque ce point a déjà été confirmé par le RC lors de l'examen initial et validé par des essais fonctionnels subséquents. Cependant, il est possible qu'un *automatisme de réseau* qui respectait antérieurement les exigences relatives au fonctionnement intempestif et à la défaillance d'un élément par des moyens autres que la redondance ne respecte plus ces exigences par la suite, et qu'il faille alors procéder à une réévaluation en fonction du *réseau* courant. Par exemple, si les actions d'un *automatisme de réseau* comprennent un délestage de charge, la croissance de la charge sur une certaine période pourrait modifier la quantité de charge délestée ; ainsi, en cas de fonctionnement intempestif, la charge délestée pourrait s'avérer excessive, ce qui entraînerait des violations de *caractéristiques assignées d'installation*. Ou encore, l'*automatisme de réseau* pourrait être conçu pour délester plus de charge que nécessaire (« surdimensionnement ») afin de respecter les exigences de défaillance d'un élément. En effet, des changements dans le *réseau* pourraient faire en sorte que le volume de délestage soit insuffisant, ce qui entraînerait une performance du BES inacceptable si une partie de la charge prévue n'était pas délestée.

Exigence E5

Le fonctionnement correct d'un *automatisme de réseau* est important pour le maintien de la fiabilité et de l'intégrité du BES. Tout fonctionnement incorrect indique que l'efficacité ou la coordination de l'*automatisme de réseau* peut avoir été compromise. Par conséquent, chaque fonctionnement d'un *automatisme de réseau* et chaque non-fonctionnement dans une situation où il aurait dû fonctionner doivent être analysés afin de déterminer si le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* concorde bien avec le fonctionnement et la conception voulus.

L'analyse de la performance opérationnelle d'un *automatisme de réseau* vise : 1) à vérifier si le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* concorde bien avec sa conception à la mise en service ; ou 2) à découvrir les lacunes de l'*automatisme de réseau* qui se sont manifestées dans son fonctionnement incorrect ou encore son non-fonctionnement dans une situation prévue.

Le délai de 120 jours civils complets pour l'analyse de performance opérationnelle d'un *automatisme de réseau* correspond au délai prescrit à l'exigence E1 de la norme PRC-004-4 pour l'enquête sur le *fonctionnement incorrect d'un système de protection* ; cependant, les parties sont libres de s'entendre sur un calendrier différent. Dans l'intérêt de la fiabilité, toute entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit transmettre les résultats d'analyse de performance opérationnelle à son ou ses RC chargés de l'examen si l'analyse révèle une lacune.

La ou les entités propriétaires de l'*automatisme de réseau* peuvent avoir besoin de collaborer avec le TP concerné pour réaliser une analyse approfondie de la performance opérationnelle de l'*automatisme de réseau*. En effet, l'analyse de performance opérationnelle nécessite de vérifier que l'*automatisme de réseau* a été déclenché adéquatement (alinéa 5.1.1), qu'il a fonctionné comme prévu (alinéa 5.1.2) et que la réaction du BES (alinéas 5.1.3 et 5.1.4) correspond bien à la conception de l'*automatisme de réseau*. Si un *automatisme de réseau* a plusieurs entités propriétaires, il serait souhaitable que celles-ci collaborent pour réaliser et soumettre une seule analyse de performance opérationnelle coordonnée.

Exigence E6

Toute lacune dans un *automatisme de réseau* représente un risque potentiel pour la fiabilité du BES. De telles lacunes peuvent être découvertes lors de l'évaluation périodique effectuée par le PC selon l'exigence E4, de l'analyse de performance opérationnelle réalisée par l'entité propriétaire de

L'*automatisme de réseau* selon l'exigence E5, ou de l'essai fonctionnel effectué par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* selon l'exigence E8. Afin d'atténuer les risques potentiels pour la fiabilité, l'exigence E6 stipule que chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit participer à élaborer un *plan d'actions correctives (CAP)* qui établit des mesures correctives et un calendrier pour leur mise en œuvre.

La ou les entités propriétaires d'un *automatisme de réseau* sont responsables de ses équipements ; elles sont donc les mieux placées pour établir les échéanciers et corriger les lacunes de l'*automatisme de réseau*. Si nécessaire, la ou les entités propriétaires de l'*automatisme de réseau* peuvent demander à d'autres entités, comme le *TP* ou le *PC*, de les aider dans l'élaboration du *CAP* ; cependant, la conformité à cette exigence incombe toujours aux entités propriétaires d'*automatisme de réseau*.

Un *CAP* peut nécessiter de modifier le fonctionnement de l'*automatisme de réseau*. Dans ce cas, les exigences E1, E2 et E3 s'appliquent : l'information de l'annexe 1 doit être transmise au *RC* chargé de l'examen, et le *RC* doit procéder à l'examen et transmettre son approbation avant que l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* puisse mettre en service sa version modifiée.

Selon la complexité du problème, l'élaboration d'un *plan d'actions correctives (CAP)* peut nécessiter une analyse, des études d'ingénierie ou des services-conseils. Un délai de six mois civils est prévu pour donner à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* le temps d'élaborer le *CAP* avec les collaborations nécessaires, tout en maintenant l'exigence d'un délai raisonnable pour corriger la lacune. Idéalement, si un *automatisme de réseau* a plusieurs entités propriétaires, celles-ci devraient collaborer afin d'élaborer et de présenter un *CAP* commun. La lacune découverte dans l'*automatisme de réseau* peut amener le *RC* ou l'*exploitant de réseau de transport (TOP)* à imposer des restrictions d'exploitation afin d'assurer la fiabilité du *réseau* jusqu'à ce que la lacune soit corrigée. La possibilité de telles restrictions d'exploitation incitera du reste les entités propriétaires d'*automatisme de réseau* à corriger la lacune aussi rapidement que possible.

Voici quelques exemples de situations dans lesquelles un *CAP* est nécessaire :

- La détermination, après une enquête sur le fonctionnement ou le non-fonctionnement d'un *automatisme de réseau*, que celui-ci ne répond pas aux attentes en matière d'efficacité ou n'a pas fonctionné conformément à ses critères de conception.
- Une évaluation de la planification périodique qui conclut au besoin de modifier un *automatisme de réseau* afin de corriger des problèmes de performance ou de coordination.
- Une panne d'équipement.
- Un essai fonctionnel au cours duquel l'*automatisme de réseau* n'a pas fonctionné conformément à ses critères de conception.

Exigence E7

L'exigence E7 demande à chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* de mettre en œuvre son *CAP* élaboré selon l'exigence E6 afin de corriger les lacunes décelées selon les exigences E4, E5 ou E8. Par définition, un *CAP* est « une liste des actions, avec leurs échéances, à mettre en œuvre pour remédier à un problème particulier ».

Un *CAP* peut être modifié au besoin si des changements s'avèrent nécessaires dans ses activités ou son calendrier. Si le *CAP* est modifié, l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit aviser le ou les *RC* chargés de l'examen. Une fois le *CAP* achevé, l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit aussi aviser le ou les *RC*.

La mise en œuvre d'un CAP bien conçu permet de corriger les lacunes de l'*automatisme de réseau* dans les meilleurs délais. Par ailleurs, la lacune découverte peut amener le RC ou le TOP à imposer des restrictions d'exploitation afin d'assurer la fiabilité du *réseau* jusqu'à ce que le CAP soit achevé. La possibilité de telles restrictions d'exploitation incitera du reste les entités propriétaires d'*automatisme de réseau* à achever le CAP aussi rapidement que possible.

Exigence E8

L'objectif de fiabilité de l'exigence E8 est de mettre à l'essai les éléments de l'*automatisme de réseau* qui ne font pas partie d'un *système de protection* (par exemple les automates programmables) et de vérifier la performance globale de l'*automatisme de réseau* au moyen d'essais fonctionnels. Les essais fonctionnels valident le bon fonctionnement de l'*automatisme de réseau* en confirmant que les états du *réseau* sont détectés et traités, et que les commandes agissent correctement et dans le délai prévu, selon les réglages et la logique de service. Les essais fonctionnels concernent la performance globale de l'*automatisme de réseau*, contrairement aux essais de la norme d'entretien PRC-005, qui visent les composants eux-mêmes.

Comme l'essai fonctionnel consiste à faire fonctionner l'*automatisme de réseau* dans des conditions contrôlées avec des états de *réseau* connus et des résultats prévus d'avance, les essais et l'analyse peuvent être effectués avec un impact minimal sur le BES et devraient correspondre aux résultats escomptés. L'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* est l'entité la mieux placée pour établir les procédures et le calendrier d'essai étant donné sa connaissance étendue de la conception de l'*automatisme de réseau*, de son installation et de son fonctionnement. Des essais périodiques donnent à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* l'assurance que les défaillances latentes peuvent être décelées ; ils favorisent aussi la découverte de changements survenus dans le *réseau* et qui pourraient avoir créé des défaillances latentes.

Les intervalles de six et douze années civiles entre les essais fonctionnels sont plus longs que pour les essais annuels ou bisannuels effectués dans certaines régions de la NERC. Ces intervalles sont en fait un compromis entre, d'une part, les ressources requises pour effectuer les essais et, d'autre part, les impacts potentiels sur la fiabilité du BES qui découleraient de défaillances latentes non décelées, susceptibles de causer un fonctionnement incorrect de l'*automatisme de réseau*. Un intervalle d'essai plus long pour les *automatismes de réseau* à impact limité est acceptable, puisque le fonctionnement incorrect ou le non-fonctionnement de ces *automatismes de réseau* présente un risque faible pour la fiabilité du réseau de transport d'électricité (*Bulk Power System* selon la définition dans le Code des États-Unis, 16 U.S. C. § 824o).

L'essai fonctionnel prescrit n'est pas synonyme d'essai intégral. Un essai intégral est un moyen valable, mais sans doute impraticable pour de nombreux *automatismes de réseau* ; dans de tels cas, l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* peut effectuer des essais fonctionnels par segment. Les segments peuvent être mis à l'essai individuellement, ce qui évite le besoin de calendriers d'entretien complexes. On peut également utiliser les fonctionnements de l'*automatisme de réseau* en conditions réelles pour répondre à l'exigence d'un essai fonctionnel. Si un *automatisme de réseau* ne fonctionne pas intégralement pendant un événement de *réseau* ou si les conditions du *réseau* ne permettent pas un essai intégral, on aura alors recours à des essais par segment. Un essai fonctionnel comprend la mise à l'essai de toutes les entrées de l'*automatisme de réseau* utilisées pour la détection, l'armement, le fonctionnement et la collecte de données. Cet essai, par défaut, actionne la logique de traitement et l'infrastructure de l'*automatisme de réseau*, mais met l'accent sur les entrées de l'*automatisme de réseau* et sur ses commandes de sortie qui agissent sur les conditions de *réseau* pour lesquels l'*automatisme de réseau* est conçu. Tous les segments et éléments de l'*automatisme de réseau* doivent

être mis à l'essai ou avoir fonctionné de façon documentée au cours de l'intervalle d'essai maximal applicable afin que la conformité à l'exigence puisse être démontrée.

Pour illustrer la notion d'essai par segment, prenons l'exemple d'un contrôleur d'*automatisme de réseau* dont la fonction est remplie par un automate programmable qui reçoit les données du *réseau*, comme la charge ou l'état des lignes, à partir de dispositifs dispersés : compteurs, relais de protection, autres automates programmables, etc. Dans cet exemple d'*automatisme de réseau*, un relais de protection de ligne fournit une mesure analogique à l'automate de l'*automatisme de réseau*. Un essai fonctionnel vérifierait que l'automate reçoit bien les données transmises par le relais de protection, y applique les traitements prévus et produit des sorties appropriées. Il n'y a pas lieu de vérifier la capacité du relais de protection de mesurer les grandeurs du *réseau* électrique, car il s'agit d'une exigence visant les *systèmes de protection* utilisés comme *automatismes de réseau*, dont le détail est énoncé au tableau 1-1 (Type de composant – Relais de protection) de la norme PRC-005. L'essai fonctionnel concerne plutôt l'utilisation des données du relais de protection par l'automate programmable, y compris le chemin de communication entre le relais et l'automate si ces données sont essentielles au bon fonctionnement de l'*automatisme de réseau*. En outre, si le signal de commande retourné au relais de protection est lui aussi essentiel au bon fonctionnement de l'*automatisme de réseau* de cet exemple, il faudra alors vérifier aussi le chemin de retour de ce signal jusqu'au relais. L'exemple présenté ici décrit l'essai d'un segment d'*automatisme de réseau* qui sert à vérifier l'action de l'*automatisme de réseau*, la logique de commande de l'automate programmable et les communications.

La norme IEEE C37.233, *IEEE Guide for Power System Protection Testing* (2009), à la section 8 (en particulier 8.3 à 8.5), donne un aperçu des essais fonctionnels. La section 8.3 commence ainsi :

Une bonne mise en œuvre nécessite un programme d'essais bien défini et coordonné pour évaluer la performance globale du système pendant les intervalles de maintenance convenus. Le programme d'essais de maintenance, aussi appelé programme d'essais fonctionnels de système, devrait s'appliquer aux entrées et sorties, aux communications, à la logique et au temps de traitement. Les essais fonctionnels ne visent généralement pas les éléments, mais plutôt l'ensemble du système. Certains essais sur les entrées peuvent devoir précéder les essais de l'ensemble du système dans la mesure où ces entrées influent sur la performance globale. Le ou les coordonnateurs des essais doivent connaître à fond le but visé par l'automatisme, les points d'isolement, les scénarios de simulation ainsi que les procédures de retour au fonctionnement normal.

Il s'agit de valider la performance globale du système, y compris sa logique le cas échéant, de valider les temps de traitement totaux par comparaison avec la modélisation du système pour différents types de contingence, et de vérifier la performance du système ainsi que ses entrées et sorties.

Si un *automatisme de réseau* réussit un essai fonctionnel, il n'est pas nécessaire d'en informer le RC, puisqu'il s'agit du résultat normal attendu et qu'il n'y a aucune suite à donner. Si un segment de l'*automatisme de réseau* échoue, il faut signaler (en *temps réel*) l'état dégradé de cet *automatisme de réseau* au TOP selon l'exigence E6 de la norme PRC-001, puis au RC selon l'exigence E8 de la norme TOP-001-3. (Voir la Phase 2 du projet 2007-06 pour consulter le document de correspondances entre la norme PRC-001 et les autres normes quant à la notification du RC par le TOP si une lacune est constatée pendant les essais.) Par conséquent, il n'est pas nécessaire d'inclure une exigence semblable dans la présente norme.

L'intervalle d'essai initial commence à la date d'entrée en vigueur de la norme, selon son plan de mise en œuvre. Par la suite, l'intervalle maximal admissible entre les essais fonctionnels est de six années

civiles pour les *automatismes de réseau* qui n'ont pas la désignation « à impact limité », et de douze années civiles pour ceux qui ont cette désignation. L'intervalle commence à la date de l'essai réussi le plus récent pour un segment ou pour l'intégralité de l'*automatisme de réseau*. La réussite d'un essai de segment remet à zéro l'intervalle d'essai pour ce segment seulement. L'entité propriétaire d'un *automatisme de réseau* peut choisir de compter un fonctionnement correct de l'*automatisme de réseau* comme un essai fonctionnel admissible, mais seulement pour les segments qui ont fonctionné. Si un événement *réseau* entraîne un fonctionnement correct mais partiel de l'*automatisme de réseau*, les segments qui n'ont pas fonctionné doivent être soumis à des essais fonctionnels séparés avant la fin de l'intervalle d'essai maximal qui a commencé à la date du précédent essai réussi pour ces segments (qui n'ont pas fonctionné) afin qu'il y ait conformité à l'exigence E8.

Exigence E9

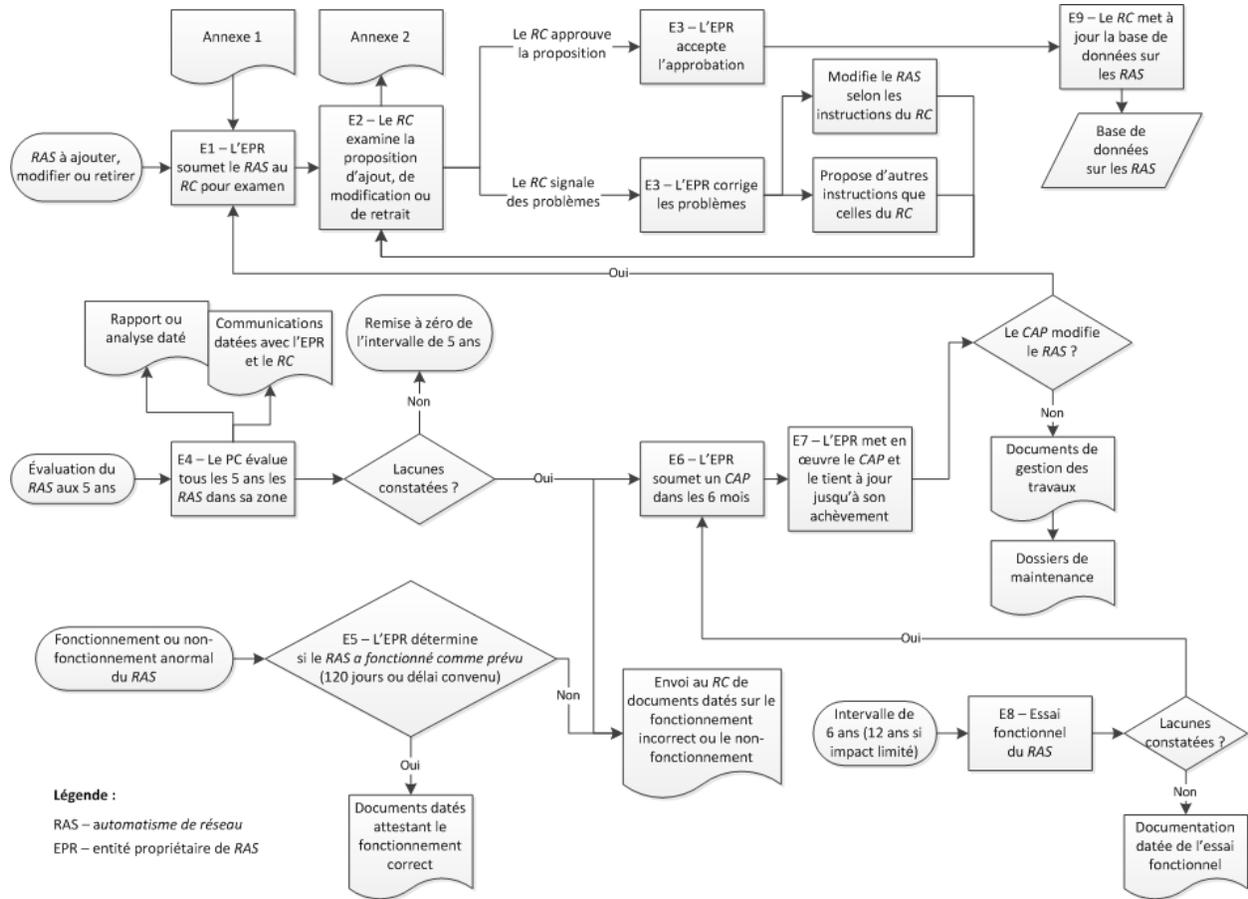
La base de données sur les *automatismes de réseau* que le RC doit mettre à jour conformément à l'exigence E9 assure la disponibilité de l'information sur les *automatismes de réseau* existants. L'annexe 3 spécifie l'information minimale qui doit y être versée pour chaque *automatisme de réseau* inscrit dans la base de données. Le RC peut demander des informations plus détaillées.

Cette base de données permet au RC de fournir à d'autres entités de l'information de haut niveau sur des *automatismes de réseau* existants qui pourraient éventuellement influencer sur les activités d'exploitation ou de planification de ces entités. L'information fournie est suffisante pour permettre à une entité ayant un besoin de fiabilité d'évaluer si l'*automatisme de réseau* est susceptible d'avoir un impact sur son *réseau*. Par exemple, un *automatisme de réseau* qui effectue un rejet de production afin d'atténuer une surcharge sur une ligne de transport peut entraîner un changement de transit de puissance dans la zone d'une entité adjacente. Cette entité devrait pouvoir évaluer tout risque potentiel de cet *automatisme de réseau* pour son *réseau* à partir de l'information de haut niveau disponible dans la base de données sur les *automatismes de réseau*.

La base de données sur les *automatismes de réseau* n'a pas à indiquer en détail les réglages d'équipement ou l'information de modélisation, mais doit contenir la description des problèmes de performance du *réseau*, les conditions du *réseau* et les actions correctives prévues. Si une entité souhaite obtenir des détails supplémentaires sur le fonctionnement d'un *automatisme de réseau*, elle peut obtenir du RC les coordonnées de l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*.

Schéma de cheminement

Le schéma ci-dessous décrit le cheminement des processus liés aux exigences de la norme PRC-012-2.



Justifications techniques de l'annexe 1 – Documentation à fournir pour l'examen d'un *automatisme de réseau*

Afin de permettre un examen adéquat des conséquences d'un *automatisme de réseau* pour la fiabilité, il est nécessaire pour la ou les entités propriétaires de l'*automatisme de réseau* de présenter au *coordonnateur de la fiabilité (RC)* chargé de l'examen une liste détaillée d'informations sur l'*automatisme de réseau*. Si l'*automatisme de réseau* a plusieurs entités propriétaires, chacune de celles-ci devra fournir l'information pertinente. Idéalement, dans de tels cas, une des entités propriétaires de l'*automatisme de réseau* assumera la tâche de recueillir toutes les informations fournies afin de produire une compilation commune conforme à l'annexe 1.

Les informations nécessaires comprennent notamment un aperçu général de l'*automatisme de réseau*, un résumé des résultats des études de planification du transport ainsi que des précisions sur l'équipement utilisé dans la mise en œuvre de l'*automatisme de réseau*. La coordination entre l'*automatisme de réseau* et d'autres *automatismes de réseau* et systèmes de protection et de conduite sera examinée afin de déceler tout potentiel d'interaction nuisible. L'examen peut s'étendre à des aspects très variés de la conception électrique, notamment les composants utilisés, la logique, les télécommunications et d'autres équipements et commandes pertinents qui constituent l'*automatisme de réseau*.

Annexe 1

La liste de contrôle suivante indique les informations importantes que l'entité propriétaire d'un *automatisme de réseau* nouveau ou dont le fonctionnement a été modifié⁸ doit documenter et présenter au *RC* chargé de l'examen, conformément à l'exigence E1. Si l'*automatisme de réseau* a été examiné antérieurement, seules les modifications proposées nécessitent un examen ; néanmoins, pour faciliter le travail du *RC* chargé de l'examen, l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* présentera un résumé du fonctionnement préexistant de l'*automatisme de réseau*.

I. Généralités

1. Éléments d'information (cartes, schémas unifilaires, schémas de poste électrique, schémas de principe, etc.) qui indiquent l'emplacement physique et électrique de l'*automatisme de réseau* et des installations connexes.

Fournir une description de l'*automatisme de réseau* afin d'expliquer son fonctionnement global, ainsi qu'une carte indiquant son emplacement. Signaler tout autre système de protection et de conduite qui nécessite une coordination avec l'*automatisme de réseau*. Les éléments de conception de l'*automatisme de réseau* à présenter sont décrits plus bas.

Fournir un ou des schémas unifilaires pour tous les sites en cause. Ces schémas doivent être suffisamment détaillés pour permettre à l'équipe d'examen du *RC* d'évaluer la fiabilité de la conception, et doivent comprendre des informations comme la configuration des jeux de barres,

8. L'expression « dont le fonctionnement a été modifié » s'applique à toute modification apportée à un *automatisme de réseau*, parmi les suivantes :

- changements dans les conditions ou les contingences du *réseau* surveillées par l'*automatisme de réseau* ;
- changements dans les actions que l'*automatisme de réseau* est conçu pour exécuter ;
- changements dans les composants physiques de l'*automatisme de réseau*, au-delà du remplacement à l'identique, sans changement dans le fonctionnement initial de composants existants ;
- changements à la logique de l'*automatisme de réseau*, au-delà de la correction d'erreurs existantes ;
- changements dans les niveaux de redondance (ajout ou retrait).

les disjoncteurs, les équipements de commutation connexes, etc. Pour chaque site, indiquer si des éléments de détection, de logique, de commande d'actions, ou toute combinaison de ceux-ci, sont présents.

2. Fonctionnement du nouvel *automatisme de réseau* ou des modifications proposées au fonctionnement d'un *automatisme de réseau* existant, avec documentation du fonctionnement de l'*automatisme de réseau* avant et après les modifications.
3. *Plan d'actions correctives*, si des modifications d'un *automatisme de réseau* sont proposées dans le cadre d'un *plan d'actions correctives*. [Référence : norme de fiabilité PRC-012-2 (exigences E5 et E7)]

Fournir la description de toute modification du fonctionnement de l'*automatisme de réseau* liée à un *plan d'actions correctives (CAP)* visant à corriger des lacunes de fonctionnement signalées lors de l'évaluation périodique de l'*automatisme de réseau* (exigence E4), de l'analyse de performance opérationnelle (exigence E5) ou de l'essai fonctionnel (exigence E8). Une copie du CAP le plus récent doit être fournie en plus des autres informations prescrites à l'annexe 1.

4. Données initiales à verser dans la base de données sur les *automatismes de réseau*.
 - a. nom de l'*automatisme de réseau* ;
 - b. chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* et ses coordonnées ;
 - c. date réelle ou prévue de mise en service, date d'approbation la plus récente par le RC (exigence E3), date d'évaluation la plus récente (exigence E4) et date de retrait, le cas échéant ;
 - d. problème de performance du réseau ou autre raison qui motive l'*automatisme de réseau* (surcharge thermique, instabilité angulaire, amortissement incorrect d'oscillations, instabilité de la tension, surtension, sous-tension, rétablissement lent de la tension, etc.) ;
 - e. description des *contingences* ou des conditions du *réseau* pour lesquelles l'*automatisme de réseau* a été conçu (conditions de déclenchement) ;
 - f. actions commandées par l'*automatisme de réseau* ;
 - g. désignation de l'*automatisme de réseau* comme étant à impact limité⁹ ;
 - h. tout complément d'explication qui contribue à une compréhension de haut niveau de l'*automatisme de réseau*.

Remarque : Cette information est la même que celle indiquée à l'annexe 3. Le fait de la fournir à cette étape du processus d'examen assure un examen plus complet et allège le fardeau administratif éventuel du ou des RC chargés de l'examen.

II. Description fonctionnelle et information relative à la planification du transport

1. *Contingences* et conditions du *réseau* auxquelles l'*automatisme de réseau* est censé remédier. [Référence : normes de fiabilité PRC-012 (E1.2) et PRC-013 (E1.1)]
 - a. Indiquer ce qui se produirait dans le *réseau* en l'absence d'un *automatisme de réseau*.

9. Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le BES.

- b. Décrire les conditions du *réseau* qui commandent l'armement de l'*automatisme de réseau* afin de le préparer à intervenir lorsque surviendront par la suite des *contingences* critiques de *réseau* ou d'autres conditions d'exploitation qui nécessiteraient le déclenchement de l'*automatisme de réseau*. Si aucune condition d'armement n'est requise, le préciser également.
 - c. Les *automatismes de réseau* spécifiques aux événements sont déclenchés par des *contingences* particulières qui nécessitent une intervention. Les *automatismes de réseau* spécifiques aux conditions peuvent aussi être déclenchés par des *contingences* particulières, mais ce n'est pas forcément le cas. Les *contingences* ou les conditions de déclenchement doivent être indiquées.
2. Actions que doit exécuter l'*automatisme de réseau* en réponse à des perturbations. [Référence : normes de fiabilité PRC-012 (E1.2) et PRC-013 (E1.2)]

L'*automatisme de réseau* exécute des actions correctives visant à assurer une performance acceptable du *réseau*. Ces actions doivent être décrites, y compris toute contrainte de temps ou toute action corrective « de réserve » prévue en cas de défaillance d'un élément de l'*automatisme de réseau*.

3. Résumé d'études techniques, le cas échéant, démontrant que les actions de l'*automatisme de réseau* proposé répondent aux objectifs de performance du *réseau* dans le cadre des événements et des conditions du *réseau* auxquels l'*automatisme de réseau* est censé remédier. Ce résumé d'études techniques doit préciser notamment les années étudiées, les conditions du *réseau* et les *contingences* analysées pour la conception de l'*automatisme de réseau*, et la date à laquelle les études techniques ont été effectuées. [Référence : norme de fiabilité PRC-014 (E3.2)]

Présenter la raison d'être de l'*automatisme* et ses effets afin de confirmer qu'il est (encore) nécessaire, qu'il répond bien au besoin visé et qu'il respecte les exigences de performance courantes. Il n'est sans doute pas nécessaire de fournir la version intégrale des études techniques, mais toute description abrégée de ces études doit être suffisamment détaillée pour permettre au RC chargé de l'examen de reconnaître le besoin de l'*automatisme* et l'efficacité de ses résultats.

4. Information sur tout projet de développement du *réseau* susceptible d'influer sur l'*automatisme de réseau*. [Référence : norme de fiabilité PRC-014 (E3.2)]

Les autres responsabilités imposées au RC par les normes de fiabilité de la NERC portent sur l'*horizon d'exploitation* plutôt que sur l'*horizon de planification*. Le RC est donc moins susceptible d'avoir connaissance de plans à plus long terme qui pourraient influer sur l'*automatisme de réseau* proposé. Une telle connaissance est utile afin d'évaluer plus justement les capacités de l'*automatisme de réseau*.

5. Le cas échéant, désignation « à impact limité » proposée par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*, avec justification.

Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne risque pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, de donner lieu ou de contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le BES. Si l'*automatisme de réseau* est mis en service avant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2 et qu'il a été classé « LAPS » par le WECC ou « Type III » par le NPCC après

avoir été soumis au processus d'examen régional pertinent, il est considéré comme un *automatisme de réseau* à impact limité aux fins de la norme PRC-012-2 à la date d'entrée en vigueur de celle-ci, et il est soumis à toutes ses exigences pertinentes.

6. Documentation décrivant la performance du *réseau* résultant d'un fonctionnement intempestif possible de l'*automatisme de réseau* (sauf si celui-ci est à impact limité) causé par la défektivité d'un de ses éléments. En cas de défektivité d'un élément d'un *automatisme de réseau* non désigné comme étant à impact limité, toutes les conditions suivantes doivent être remplies : [Référence : norme de fiabilité PRC-012 (E1.4)]
 - a. le *BES* doit demeurer stable ;
 - b. il ne doit pas y avoir de *déclenchements en cascade* ;
 - c. les *caractéristiques assignées d'installation* pertinentes ne doivent pas être dépassées ;
 - d. les tensions du *BES* doivent demeurer en deçà des limites de tension *post-contingence* ainsi que des limites d'écart de tension *post-contingence* établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* ;
 - e. les réponses aux tensions transitoires doivent demeurer en deçà des limites acceptables établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification*.
7. Évaluation confirmant que les réglages et le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* font en sorte d'éviter toute interaction nuisible avec d'autres *automatismes de réseau* et systèmes de protection et de conduite. [Référence : normes de fiabilité PRC-012 (E1.5) et PRC-014 (E3.4)]

Les *automatismes de réseau* sont des automatismes complexes qui peuvent exécuter des actions comme une coupure de charge, un rejet de production ou une reconfiguration du *réseau*. De nombreux *automatismes de réseau* ont besoin de détecter certaines configurations de *réseau* pour déterminer si leurs conditions d'armement sont remplies ou s'ils doivent intervenir. Exemple d'interaction nuisible : un *automatisme de réseau* reconfigure le *réseau* d'une manière qui modifie aussi le courant de *défaut* applicable, ce qui peut compromettre la supervision de surintensité d'un relais de distance (« détecteur de défaut ») ainsi que la coordination des protections de surintensité à la terre.

8. Indication d'autres *RC* touchés.

Cette information est nécessaire pour les échanges d'information entre les différentes entités touchées et pour la coordination de l'*automatisme de réseau* avec d'autres *automatismes de réseau* et systèmes de protection et de conduite.

III. Mise en œuvre

1. Documentation décrivant tout équipement pertinent utilisé pour la détection, l'alimentation c.c., les communications, le télé-déclenchement, la logique de traitement, les actions de commande et la surveillance.

Détection

Les dispositifs de détection et de déclenchement, que ce soit pour l'armement ou l'exécution d'actions, doivent être conçus pour avoir un fonctionnement sûr. Plusieurs types de dispositifs sont couramment utilisés comme détecteurs de perturbation, de condition ou d'état :

- état de ligne ouverte (détecteurs d'événement) ;

- entrées et sorties de relais de protection (détecteurs d'événement et de paramètre) ;
- entrées (analogiques) de transducteur et de DEI (détecteurs de paramètre et de réponse) ;
- taux de variation (détecteurs de paramètre et de réponse).

Alimentation c.c.

Les batteries et les chargeurs, ou d'autres formes d'alimentation c.c. des *automatismes de réseau*, sont aussi couramment utilisés pour les *systèmes de protection*. Cette pratique est acceptable ; l'entretien de telles alimentations est encadré par la norme PRC-005. Cependant, tout *automatisme de réseau* redondant doit être alimenté à partir de circuits protégés séparément (par fusible ou par disjoncteur).

Communications : voies de télécommunications

Les voies de télécommunications utilisées pour les échanges d'information d'*automatisme de réseau* entre sites ou entre dispositifs de télédéclenchement doivent respecter au moins les mêmes critères que pour les systèmes de protection par relais. Expliquer le fonctionnement de tout système de communication non déterministe utilisé (par exemple, Ethernet).

La logique de l'automatisme doit être conçue de façon que la perte d'une voie, la présence de bruit ou toute autre défaillance de voie ou d'équipement n'entraîne pas un fonctionnement intempestif de l'automatisme.

Il est très souhaitable que les équipements de voie et les moyens de communication (courant porteur sur ligne de transport, liaison hertzienne, fibre optique, etc.) soient détenus et entretenus par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*, ou éventuellement loués d'une autre entité bien au courant des exigences de fiabilité. Tous les équipements de voie doivent être surveillés à partir du centre de répartition et y déclencher des alarmes afin d'assurer un diagnostic et une réparation rapides en cas de défaillance. Le réseau téléphonique public commuté est généralement une option indésirable.

Les voies de communication doivent être bien étiquetées ou marquées de façon que le personnel qui y travaille puisse trouver facilement le bon circuit. Les voies entre entités doivent porter le même nom à tous les terminaux.

Télédéclenchement

L'équipement de télédéclenchement, s'il est à part des autres équipements de l'*automatisme de réseau*, doit être surveillé et étiqueté de la même façon que l'équipement de voie.

Logique de traitement

Tout *automatisme de réseau* nécessite une certaine forme de traitement logique pour déterminer les actions à exécuter en cas de déclenchement. Ces actions sont toujours subordonnées à l'automatisme. Différentes actions peuvent correspondre à différents niveaux d'armement ou à différentes *contingences*. La logique de décision peut se limiter à des liaisons câblées entre quelques contacts auxiliaires de relais, ou prendre une forme beaucoup plus complexe.

Parmi les équipements qui ont fait leurs preuves, citons les automates programmables de divers types, les micro-ordinateurs, les relais de protection à microprocesseur, les stations terminales (RTU) et les processeurs logiques. Les relais monofonctionnels ont été utilisés dans le passé comme éléments d'*automatisme de réseau*, mais cette approche est maintenant moins répandue sauf pour

de nouveaux *automatismes de réseau* très simples ou pour des ajouts mineurs à des *automatismes de réseau* existants.

Actions de commande

Les dispositifs actifs de l'*automatisme de réseau* peuvent comprendre divers équipements, notamment des dispositifs de télédéclenchement et des relais de protection. Ces dispositifs reçoivent les signaux produits par la logique de traitement (parfois par l'entremise d'installations de télécommunications) et exécutent les actions de l'*automatisme de réseau* aux endroits où ces actions sont requises.

Exigences minimales pour la surveillance SCADA-EMS

- État « en service » ou « hors service » de l'automatisme.
 - Si l'*automatisme de réseau* est armé manuellement, l'état d'armement peut être le même que l'état en service ou hors service de l'*automatisme de réseau*.
 - Si l'*automatisme de réseau* est armé automatiquement, ces deux états sont indépendants, car un *automatisme de réseau* en service peut être armé ou non armé selon que les critères d'armement automatique sont remplis ou non.
 - État opérationnel courant de l'automatisme (disponible ou non).
 - Si l'*automatisme de réseau* doit demeurer fonctionnel en cas de défaillance d'un de ses éléments (par redondance ou autrement), les indications minimales d'état doivent être fournies séparément pour chaque *automatisme de réseau*.
 - Une indication minimale d'état est généralement suffisante du point de vue opérationnel ; cependant, si possible, il est souvent utile d'avoir d'autres informations sur des défaillances partielles ou sur l'état de composants critiques afin de permettre à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* de diagnostiquer plus efficacement une défaillance signalée. L'existence ou non de cette capacité dépendra en partie de la conception et de l'âge de l'équipement de l'*automatisme de réseau*. Tous les automatismes doivent assurer un degré minimal de surveillance, mais les nouveaux automatismes doivent être conçus pour une surveillance au moins semblable à celle des *systèmes de protection* à microprocesseur.
2. Information sur les réglages ou paramètres de la logique de détection qui commande le fonctionnement de l'*automatisme de réseau*. [Référence : normes de fiabilité PRC-012 (E1.2) et PRC-013 (E1.3)]

Plusieurs méthodes permettant de déterminer l'état des lignes ou d'autres équipements sont couramment utilisées, souvent en combinaison :

- a. Contacts auxiliaires de disjoncteur et de sectionneur (52a/b et 89a/b) – Ce sont les dispositifs de surveillance les plus répandus. Le contact « a » indique l'état réel du disjoncteur, tandis que le contact « b » indique l'état opposé.
- b. Détection de minimum de courant – Une valeur faible indique un circuit ouvert, y compris à l'extrémité éloignée de la ligne ; le seuil de détection se trouve généralement juste au-dessus du courant de charge total de la ligne.
- c. Surveillance du courant de bobine de déclenchement d'un disjoncteur – Dispositif généralement utilisé si l'*automatisme de réseau* doit réagir très rapidement, mais

normalement combiné avec des contacts auxiliaires ou un autre moyen de détection puisque le courant de la bobine de déclenchement est coupé lorsque le disjoncteur s'ouvre.

- d. Autres détecteurs (angle, tension, puissance, fréquence, taux de variation de ces grandeurs, perte de synchronisme, etc.), selon les besoins particuliers de l'automatisme. Certains dispositifs peuvent remplacer ou améliorer d'autres moyens de surveillance décrits aux points a), b) et c) ci-dessus.

Le déclenchement de l'armement et des actions de l'*automatisme de réseau* nécessite souvent la surveillance de grandeurs analogiques (puissance, courant, tension, etc.) à un ou plusieurs endroits. Les dispositifs de surveillance sont réglés pour détecter un niveau précis de la grandeur pertinente ; il peut s'agir de relais, d'appareils de mesure, de transducteurs, etc.

3. Documentation confirmant que tout dispositif multifonction affecté à des fonctions d'*automatisme de réseau* en plus d'autres fonctions (relais de protection, SCADA, etc.) ne compromet pas la fiabilité de l'*automatisme de réseau* lorsque ce dispositif n'est pas en service ou est en cours d'entretien.

Dans ce contexte, un dispositif multifonction (relais à microprocesseur, etc.) est un composant qui remplit une fonction d'*automatisme de réseau* tout en servant de relais de protection ou de dispositif SCADA. Il est important que les autres utilisations du dispositif multifonction ne compromettent pas le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* lorsque le dispositif est en service ou encore en cours d'entretien. La liste suivante spécifie les indications à fournir lorsqu'un même relais à microprocesseur remplit à la fois une fonction d'*automatisme de réseau* et une fonction de protection d'équipement :

- a. Décrire comment le dispositif multifonction est intégré à l'*automatisme de réseau*.
- b. Montrer la configuration générale et décrire comment le dispositif multifonction est étiqueté dans sa conception et son application, en distinguant la fonction d'*automatisme de réseau* et les autres fonctions du dispositif.
- c. Décrire les procédures qui permettent d'isoler la fonction d'*automatisme de réseau* des autres fonctions du dispositif.
- d. Décrire les procédures applicables lorsque chaque dispositif multifonction est retiré du service, et indiquer si une coordination avec d'autres automatismes de protection est requise.
- e. Décrire comment chaque dispositif multifonction est mis à l'essai, à la mise en service et lors des entretiens périodiques, pour chacune de ses fonctions.
- f. Décrire comment les essais fonctionnels et de temps de traitement périodiques de l'*automatisme de réseau* sont réalisés si le dispositif multifonction est utilisé à la fois pour la protection locale et dans un *automatisme de réseau*.
- g. Décrire comment les mises à niveau du dispositif multifonction (par exemple les mises à jour de micrologiciel) sont effectuées. Comment la fonction d'*automatisme de réseau* est-elle prise en considération ?

D'autres dispositifs qui ne sont généralement pas considérés comme des dispositifs multifonctions (relais auxiliaires, interrupteurs de commande, transformateurs de mesure, etc.)

peuvent remplir plusieurs fonctions comme la protection d'équipement et la participation à un *automatisme de réseau*. Des indications semblables à celles ci-dessus s'appliquent à de tels cas.

4. Documentation décrivant la performance du *réseau* en cas de défaillance d'un des éléments de l'*automatisme de réseau* (sauf si celui-ci est à impact limité) au moment où l'*automatisme de réseau* est censé fonctionner. La défaillance d'un des éléments d'un *automatisme de réseau* non désigné comme étant à impact limité ne doit pas empêcher le *BES* de respecter les mêmes exigences de performance (définies dans la norme de fiabilité TPL-001-4, où elles sont appelées « critères de comportement », ou dans toute norme qui la remplace) que celles prescrites pour les événements et les conditions pour lesquels l'*automatisme de réseau* est conçu. La documentation doit décrire ou illustrer comment la conception de l'*automatisme de réseau* atteint cet objectif. [Référence : norme de fiabilité PRC-012 (E1.3)]

L'armement automatique de l'*automatisme de réseau*, le cas échéant, est un aspect essentiel de la performance de l'*automatisme de réseau* et du *réseau*, et est donc inclus dans cette exigence.

Exemples non limitatifs de méthodes permettant d'atteindre cet objectif :

- a. Assurer la redondance d'éléments de l'*automatisme de réseau*, par exemple :
 - i. relais de protection ou relais auxiliaires faisant partie de l'*automatisme de réseau* ;
 - ii. systèmes de communication nécessaires au bon fonctionnement de l'*automatisme de réseau* ;
 - iii. capteurs servant à mesurer des grandeurs électriques ou autres pour l'*automatisme de réseau* ;
 - iv. alimentations à c.c. de poste associées à des fonctions d'*automatisme de réseau* ;
 - v. circuits de commande associés à des fonctions d'*automatisme de réseau* par l'intermédiaire de bobines de déclenchement de disjoncteur ou d'autres appareils de coupure ;
 - vi. dispositifs de traitement logique qui acceptent des entrées concernant le *réseau* à partir d'éléments d'*automatisme de réseau* ou d'autres sources, prennent des décisions à partir de ces entrées ou produisent des signaux de commande d'actions correctives.
 - b. Armer une plus grande quantité de charge ou de production que nécessaire, afin que si la défaillance d'un des éléments de l'*automatisme de réseau* empêche de couper une partie de la charge ou de la production prévue, la performance du *réseau* reste satisfaisante ; toutefois, la coupure de la quantité totale prévue ne doit pas entraîner d'autres effets nuisibles pour la fiabilité.
 - c. Utiliser d'autres moyens automatiques pour pallier les défaillances individuelles d'éléments de l'*automatisme de réseau*.
 - d. Recourir à des interventions manuelles en utilisant des réglages du *réseau* planifiés, comme des changements à la configuration du *transport* ou à la répartition de la production, si de tels réglages sont exécutables en deçà du délai applicable aux *caractéristiques assignées d'installation*.
5. Documentation décrivant le processus d'essai fonctionnel.

IV. Retrait d'un *automatisme de réseau*

Pour tout *automatisme de réseau* existant à retirer du service, la liste de contrôle suivante spécifie les informations importantes que l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit documenter et fournir au RC pour examen, conformément à l'exigence E1.

1. Information nécessaire pour permettre au RC de comprendre l'emplacement physique et électrique de l'*automatisme de réseau* et des installations connexes.
2. Résumé des études techniques pertinentes et des justifications techniques qui motivent le retrait de l'*automatisme de réseau*.
3. Date de retrait de l'*automatisme de réseau*.

La documentation nécessaire pour évaluer le retrait d'un *automatisme de réseau* n'est pas aussi exhaustive que pour l'ajout d'un *automatisme de réseau* ou pour la modification du fonctionnement d'un *automatisme de réseau* existant ; néanmoins, il est essentiel qu'après le retrait de l'*automatisme de réseau*, la performance du *réseau* continue de respecter les exigences appropriés (habituellement celles des normes TPL) pour les *contingences* ou les conditions du *réseau* qui étaient visées par l'*automatisme de réseau* en question.

Justification technique du contenu de l'annexe 2

Liste de contrôle d'examen d'*automatisme de réseau* par le *coordonnateur de la fiabilité*

L'annexe 2 est une liste de contrôle qui favorise une démarche d'examen uniforme, à l'échelle du continent, pour les *automatismes de réseau* nouveaux ou dont le fonctionnement a été modifié ; cet examen est exigé avant la mise en service de l'*automatisme de réseau*. Cette liste de contrôle aidera le RC à déterminer les critères de fiabilité pertinents aux divers aspects de la conception et de la mise en œuvre de l'*automatisme de réseau*.

Justification technique du contenu de l'annexe 3

Information de la base de données

L'annexe 3 spécifie l'information minimale que le RC doit verser dans sa base de données pour chaque *automatisme de réseau* de sa zone.

1. Nom de l'*automatisme de réseau*.
 - Nom utilisé pour désigner l'*automatisme de réseau*.
2. Chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* et ses coordonnées.
 - Un numéro de téléphone ou une adresse courriel fiable doit permettre de joindre chaque entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* afin d'obtenir des compléments d'information.
3. Date réelle ou prévue de mise en service, date d'approbation la plus récente par le *coordonnateur de la fiabilité* (exigence E3), date d'évaluation la plus récente (exigence E4) et date de retrait, le cas échéant.
 - Indiquer chaque date applicable.
4. Problème de performance du *réseau* ou autre raison qui motive l'*automatisme de réseau* (surchARGE thermique, instabilité angulaire, amortissement incorrect d'oscillations, instabilité de la tension, surtension, sous-tension, rétablissement lent de la tension, etc.).
 - Une brève description de la raison d'être de l'*automatisme de réseau* est suffisante, pourvu qu'elle permette à une entité ayant un besoin de fiabilité de comprendre les principaux problèmes de *réseau* visés par l'*automatisme de réseau*.
5. Description des *contingences* ou des conditions du *réseau* pour lesquelles l'*automatisme de réseau* a été conçu (conditions de déclenchement).
 - Résumé de haut niveau des conditions ou des *contingences*. Il n'est pas nécessaire d'énumérer toutes les combinaisons de conditions.
6. Actions commandées par l'*automatisme de réseau*.
 - Brève description des actions commandées. Si l'*automatisme* commande un délestage de charge ou un rejet de production, préciser le nombre maximal de mégawatts.
7. Désignation de l'*automatisme de réseau* comme étant à impact limité¹⁰.

10. Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le BES.

Compléments

- Spécifier si l'*automatisme de réseau* est désigné ou non comme étant à impact limité.
8. Tout complément d'explication qui contribue à une compréhension de haut niveau de l'*automatisme de réseau*.
- Si on le juge nécessaire, ajouter des renseignements supplémentaires dans cette section. Ces renseignements ne sont pas obligatoires.

Justification des exigences

Justification de l'exigence E1 : Chaque *automatisme de réseau* est unique et ses actions peuvent avoir des effets importants sur la fiabilité et l'intégrité du *système de production-transport d'électricité (BES)*. C'est pourquoi, avant de mettre en service un nouvel *automatisme de réseau* ou un *automatisme de réseau* existant dont le fonctionnement a été modifié, ou encore de retirer du service un *automatisme de réseau*, il est indispensable de procéder à un examen approprié.

L'expression « dont le fonctionnement a été modifié » s'applique aux cas suivants :

- changements dans les conditions ou les *contingences* du *réseau* surveillées par l'*automatisme de réseau* ;
- changements dans les actions que l'*automatisme de réseau* est conçu pour exécuter ;
- changements dans les composants physiques de l'*automatisme de réseau*, au-delà du remplacement à l'identique, sans changement dans le fonctionnement initial de composants existants ;
- changements à la logique de l'*automatisme de réseau*, au-delà de la correction d'erreurs existantes ;
- changements dans les niveaux de redondance (ajout ou retrait).

Afin de faciliter un examen qui renforce la fiabilité, l'entité propriétaire d'un *automatisme de réseau* doit fournir au *coordonnateur de la fiabilité (RC)* chargé de l'examen suffisamment de détails sur la conception, la fonction et le fonctionnement de l'*automatisme de réseau*. Ces informations et la documentation à l'appui sont précisées à l'annexe 1 de la norme ; l'exigence E1 oblige la ou les entités propriétaires d'un *automatisme de réseau* à les fournir au *RC* chargé de l'examen. Le *RC* qui coordonne la zone dans laquelle est situé l'*automatisme de réseau* est chargé de l'examen. Si un *automatisme de réseau* a plusieurs entités propriétaires, il serait souhaitable que celles-ci collaborent afin de soumettre ensemble au *RC* chargé de l'examen de l'*automatisme de réseau* l'information spécifiée à l'annexe 1. Si l'*automatisme de réseau* recoupe plusieurs *zones de fiabilité*, chaque *RC* concerné est chargé soit d'effectuer son propre examen, soit de participer à un examen coordonné.

Justification de l'exigence E2 : Le *RC* est l'entité fonctionnelle la mieux placée pour procéder à l'examen de l'*automatisme de réseau* : parmi toutes les entités fonctionnelles, c'est le *RC* qui a la vue d'ensemble la plus étendue en matière de fiabilité ; en outre, il est au courant des enjeux de fiabilité qui touchent les zones de fiabilité voisines. Sa vue d'ensemble sur la *zone étendue* facilite l'évaluation des interactions entre différents *automatismes de réseau* ainsi que des interactions entre les *automatismes de réseau* et d'autres systèmes de protection et de conduite. En outre, l'examen par le *RC* amenuise la possibilité d'un conflit d'intérêts découlant de relations d'affaires entre l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau*, le *coordonnateur de la planification*, le *planificateur de réseau de transport* ou d'autres entités concernées par la planification ou la mise en service d'un *automatisme de réseau*. Le *RC* n'est pas censé détenir davantage d'informations ou de compétences que ne l'indique son inscription fonctionnelle selon les critères de la NERC. Le *RC* peut demander à d'autres entités, comme le *coordonnateur de la planification (PC)* ou les groupes techniques régionaux, de l'aider pour l'examen de l'*automatisme de réseau* ; cependant, le *RC* demeure responsable de la conformité à l'exigence.

L'annexe 2 de la présente norme propose une liste de contrôle pour aider le *RC* à déterminer les paramètres de conception et de mise en œuvre d'un *automatisme de réseau*, et pour favoriser une démarche d'examen uniforme des *automatismes de réseau*. Le délai de quatre mois civils concorde avec la pratique courante dans l'industrie ; cependant, l'exigence prévoit une certaine latitude puisqu'elle permet aux *RC* et aux entités propriétaires d'*automatisme de réseau* de négocier un calendrier différent pour l'examen.

Remarque : Un RC peut devoir inclure cette tâche dans son ou ses plans de fiabilité pour la ou les régions de la NERC où il est situé.

Justification de l'exigence E3 : L'examen par le RC est destiné à déceler les problèmes de fiabilité à corriger avant la mise en service de l'*automatisme de réseau*. Les problèmes de fiabilité possibles concernent notamment la sûreté de fonctionnement, la sécurité ou la coordination.

Il n'est pas nécessaire de spécifier le délai de réponse de l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* au RC chargé de l'examen lorsque celui-ci signale un problème de fiabilité, puisque l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* a tout intérêt à obtenir rapidement l'approbation de son *automatisme de réseau* et à le mettre en service dans les meilleurs délais.

Il n'est pas non plus nécessaire de spécifier un délai particulier pour la réponse du RC à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* à la suite de l'examen, car le RC est au courant 1) de tout problème de fiabilité qui perdure tant que l'*automatisme de réseau* n'aura pas été mis en service, et 2) du calendrier prévu par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* pour mettre celui-ci en service afin de résoudre ces problèmes de fiabilité. Comme le RC est l'arbitre ultime de la fiabilité du BES, la résolution des problèmes de fiabilité est une priorité pour le RC et incite celui-ci à répondre sans délai à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*.

Justification de l'exigence E4 : L'exigence E4 stipule que chaque *automatisme de réseau* doit être évalué au moins une fois toutes les cinq années civiles. Cette évaluation périodique vise à confirmer le maintien de l'efficacité et de la coordination de l'*automatisme de réseau*, ainsi qu'à vérifier qu'en cas de défectuosité ou de défaillance d'un des éléments de l'*automatisme de réseau*, les exigences de performance du BES seraient toujours remplies. Une évaluation périodique est exigée parce que des changements dans la topologie ou les conditions d'exploitation du *réseau* peuvent remettre en question l'efficacité de l'*automatisme de réseau* ou son influence sur le BES.

Les *automatismes de réseau* sont des assemblages uniques et personnalisés d'équipements de protection et de conduite dont la complexité et l'impact sur la fiabilité du BES sont variables. Compte tenu de ses particularités, un *automatisme de réseau* peut être désigné par le ou les RC chargés de l'examen comme étant à impact limité. Un *automatisme de réseau* à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le BES. L'expression « dans le BES » dans la phrase qui précède s'applique à tous les éléments de l'énumération. Les *automatismes de réseau* à impact limité sont dispensés des essais de défectuosité et de défaillance d'un de leurs éléments (alinéas 4.1.4 et 4.1.5, respectivement) ; de tels essais obligeraient à complexifier la conception de l'*automatisme de réseau*, sans guère de bienfait pour la fiabilité du BES. Pour plus de détails sur la désignation « à impact limité », se reporter à la section Compléments.

La norme reconnaît la catégorie LAPS (automatisme de protection de zone locale) du WECC (Western Electricity Coordinating Council) et la catégorie Type III du NPCC (Northeast Power Coordinating Council) comme étant initialement appropriées pour la désignation « à impact limité ». Si un *automatisme de réseau* est mis en service avant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2 et qu'il a été classé « LAPS » par le WECC ou « Type III » par le NPCC après avoir été soumis au processus d'examen régional pertinent, il est considéré comme un *automatisme de réseau* à impact limité aux fins de la norme PRC-012-2 à la date d'entrée en vigueur de celle-ci, et il est soumis à toutes ses exigences pertinentes.

Pour les *automatismes de réseau* existants, le délai de cinq années civiles de l'exigence E4 s'applique initialement à compter de la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2. Dans le cas d'un *automatisme de réseau* nouveau ou dont le fonctionnement est modifié, ce délai s'applique initialement

à compter de la date d'approbation de l'*automatisme de réseau* par le RC chargé de l'examen. Le délai de cinq années civiles a été choisi comme intervalle maximal entre les évaluations à partir des valeurs adoptées pour des exigences semblables dans les normes de fiabilité PRC-006, PRC-010 et PRC-014. On peut procéder plus tôt à l'évaluation de l'*automatisme de réseau* si l'on considère que des changements importants à la topologie de *réseau* ou à ses conditions d'exploitation peuvent remettre en question l'efficacité ou la coordination de l'*automatisme de réseau*. Des changements dans le *réseau* peuvent aussi amener à reconsidérer les effets d'un *automatisme de réseau* à impact limité sur la fiabilité du BES ; l'alinéa 4.1.3 de l'exigence E4 demande explicitement de réévaluer périodiquement si la désignation « à impact limité » d'un *automatisme de réseau* est toujours justifiée (la façon de procéder à cette évaluation est laissée à la discrétion du PC). L'évaluation périodique d'un *automatisme de réseau* produit habituellement un des trois résultats suivants : 1) la confirmation que l'*automatisme de réseau* existant est adéquat ; 2) la description des correctifs à apporter à l'*automatisme de réseau* ; ou 3) la justification du retrait de l'*automatisme de réseau*.

Les conditions visées par l'évaluation (alinéas 4.1.1 à 4.1.5 de l'exigence E4) nécessitent des analyses de planification qui peuvent amener à modéliser le réseau de transport interconnecté afin d'évaluer la performance du BES. Le PC est l'entité fonctionnelle la mieux placée pour procéder à l'évaluation puisqu'il a une bonne vue d'ensemble de la planification dans une zone étendue. Dans l'intérêt de la fiabilité, le PC est tenu de transmettre les résultats de son évaluation à chaque *planificateur de réseau de transport (TP)* et PC concerné, ainsi qu'à chaque RC chargé de l'examen et entité propriétaire d'*automatisme de réseau*. Si l'*automatisme de réseau* recoupe les territoires de plusieurs PC, chaque PC concerné est tenu soit d'effectuer sa propre évaluation, soit de participer à une évaluation coordonnée.

Dans la version précédente (PRC-012-1) de la norme, l'alinéa 1.4 de l'exigence E1 stipule que « ...le fonctionnement intempestif d'un *automatisme de réseau* doit respecter les mêmes exigences de performance (TPL-001-0, TPL-002-0 et TPL-003-0) que pour la contingence visée par l'*automatisme de réseau*, et ne pas dépasser les limites prescrites à la norme TPL-003-0. » L'exigence E4 précise que le fonctionnement intempestif visé découle uniquement de la défektivité d'un seul des éléments de l'*automatisme de réseau*, ce qui amène à intégrer à la conception de l'*automatisme de réseau* des fonctions de sécurité qui empêcheront tout fonctionnement intempestif causé par la défektivité d'un seul élément. Pour le reste, conformément à l'alinéa 1.4 de l'exigence E1 de la norme PRC-012-1, l'*automatisme de réseau* doit être conçu de façon qu'un fonctionnement intempestif partiel ou complet causé par la défektivité d'un de ses éléments respecte les exigences de performance du *réseau* pour la contingence visée par l'*automatisme de réseau*.

Si l'*automatisme de réseau* a été installé en prévision d'un événement extrême spécifié dans la norme TPL-001-4 ou de certaines autres *contingences* ou conditions du *réseau* non définies dans la norme TPL-001-4 (donc sans exigences de performance), son fonctionnement intempestif doit quand même respecter les exigences minimales de performance du *réseau*. Toutefois, au lieu de renvoyer à la norme TPL-001-4, l'exigence E4 énonce directement les exigences de performance du *réseau* qu'un fonctionnement intempestif éventuel doit respecter. Les exigences de performance énoncées aux alinéas 4.1.4.1 à 4.1.4.5 sont celles qui sont communes à tous les événements de planification (P0 à P7) traités dans la norme TPL-001-4.

Justification de l'exigence E5 : Le fonctionnement correct d'un *automatisme de réseau* est important pour le maintien de la fiabilité et de l'intégrité du BES. Tout fonctionnement incorrect indique que l'efficacité ou la coordination de l'*automatisme de réseau* a été compromise. Par conséquent, chaque fonctionnement d'un *automatisme de réseau* et chaque non-fonctionnement dans une situation où il aurait dû fonctionner doivent être analysés afin de déterminer si le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* concorde bien avec ses caractéristiques de conception.

L'analyse de la performance opérationnelle d'un *automatisme de réseau* vise : 1) à vérifier si le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* concorde bien avec sa conception à la mise en service ; ou 2) à découvrir les lacunes de l'*automatisme de réseau* qui se sont manifestées dans son fonctionnement incorrect ou encore son non-fonctionnement dans une situation prévue.

Le délai de 120 jours civils complets pour l'analyse de performance opérationnelle d'un *automatisme de réseau* correspond au délai prescrit à l'exigence E1 de la norme PRC-004-4 pour l'enquête sur le *fonctionnement incorrect d'un système de protection*. Dans l'intérêt de la fiabilité, chaque entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit transmettre les résultats d'analyse de performance opérationnelle à son ou ses RC chargés de l'examen si l'analyse révèle une lacune.

Les entités propriétaires de l'*automatisme de réseau* peuvent avoir besoin de collaborer avec le TP concerné pour réaliser une analyse de performance opérationnelle approfondie. En effet, l'analyse de performance opérationnelle nécessite de vérifier que l'*automatisme de réseau* a été déclenché adéquatement (alinéa 5.1.1), qu'il a fonctionné comme prévu (alinéa 5.1.2) et que la réaction du BES (alinéas 5.1.3 et 5.1.4) correspond bien à la conception de l'*automatisme de réseau*. Si un *automatisme de réseau* a plusieurs entités propriétaires, il serait souhaitable que celles-ci collaborent pour réaliser et soumettre une seule analyse de performance opérationnelle coordonnée.

Justification de l'exigence E6 : Les lacunes découvertes lors de l'évaluation périodique de l'*automatisme de réseau* réalisée par le PC selon l'exigence E4, lors de l'analyse de performance opérationnelle effectuée par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* selon l'exigence E5 ou lors de l'essai fonctionnel effectué par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* selon l'exigence E8 présentent un risque potentiel pour la fiabilité du BES. Afin d'atténuer ce risque, l'exigence E6 stipule que chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit élaborer un *plan d'actions correctives (CAP)* visant à corriger toute lacune. Le CAP indique les mesures correctives et précise leur calendrier de mise en œuvre. L'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* peut demander à d'autres entités, comme son TP ou son PC, de l'aider dans l'élaboration du CAP ; cependant, la conformité à cette exigence incombe toujours à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*.

Si le CAP indique que le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* doit être modifié, l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit fournir au RC chargé de l'examen l'information spécifiée à l'annexe 1 avant de pouvoir mettre en service l'*automatisme de réseau* modifié, conformément à l'exigence E1.

Selon la complexité des lacunes signalées, l'élaboration du CAP peut nécessiter des analyses, des études d'ingénierie ou des services-conseils. Un délai maximal de six mois civils est prévu pour donner à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* le temps d'élaborer le CAP avec les collaborations nécessaires. Idéalement, si un *automatisme de réseau* a plusieurs entités propriétaires, celles-ci devraient collaborer afin d'élaborer et de présenter un CAP commun.

Justification de l'exigence E7 : L'exigence E7 demande à chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* de mettre en œuvre son CAP, élaboré selon l'exigence E6 afin de corriger les lacunes décelées selon les exigences E4, E5 ou E8. Par définition, un CAP est « une liste des actions, avec leurs échéances, à mettre en œuvre pour remédier à un problème particulier ». La mise en œuvre d'un CAP bien conçu permet de corriger la ou les lacunes de l'*automatisme de réseau* dans les meilleurs délais. Chaque RC chargé de l'examen doit être avisé en cas de changement dans les mesures correctives du CAP ou dans leur calendrier, ainsi qu'à l'achèvement du CAP.

Justification de l'exigence E8 : Étant donné la grande variété des *automatismes de réseau* quant à leur conception et à leur mise en œuvre, ainsi que leur potentiel d'impact sur la fiabilité du BES, il est important de les soumettre à des essais fonctionnels périodiques. Un essai fonctionnel permet de

confirmer que l'*automatisme de réseau* fonctionne conformément à ses critères de conception ; il permet aussi de vérifier le bon fonctionnement des éléments de l'*automatisme de réseau* qui ne font pas partie d'un *système de protection* (composants de commande) et qui ne sont pas visés par la norme PRC-005. Les composants de *système de protection* qui font partie d'un *automatisme de réseau* sont soumis aux exigences d'entretien de la norme PRC-005.

L'intervalle de six ou douze années civiles (qui commence à la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2 selon son plan de mise en œuvre) représente un compromis entre, d'une part, les ressources requises pour effectuer les essais et, d'autre part, les impacts potentiels sur la fiabilité du *BES* qui découleraient de défaillances latentes non décelées, susceptibles de causer un fonctionnement incorrect de l'*automatisme de réseau*. Des intervalles plus longs augmenteraient indûment les risques liés aux défaillances latentes. L'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* est l'entité la mieux placée pour établir les procédures et le calendrier d'essai étant donné sa connaissance étendue de la conception de l'*automatisme de réseau*, de son installation et de son fonctionnement. Les essais fonctionnels peuvent être effectués de bout en bout (essai intégral) ou par segment ; dans ce dernier cas, chacun des segments de l'*automatisme de réseau* doit être mis à l'essai. Le fait de pouvoir mettre à l'essai individuellement des segments qui se chevauchent permet de simplifier le calendrier d'entretien et d'interruptions.

L'intervalle maximal admissible entre les essais fonctionnels est de six années civiles pour les *automatismes de réseau* qui n'ont pas la désignation « à impact limité », et de douze années civiles pour ceux qui ont cette désignation. L'intervalle commence à la date de l'essai réussi le plus récent pour un segment ou pour l'intégralité de l'*automatisme de réseau*. La réussite d'un essai de segment remet à zéro l'intervalle d'essai pour ce segment seulement. Un bon fonctionnement d'un *automatisme de réseau* peut être compté comme un essai fonctionnel pour les segments de l'*automatisme de réseau* qui ont effectivement fonctionné (la conformité à l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 doit être documentée). Si un événement entraîne un fonctionnement correct mais partiel de l'*automatisme de réseau*, les segments qui n'ont pas fonctionné doivent être soumis à des essais fonctionnels séparés avant la fin de l'intervalle d'essai maximal qui a commencé à la date du précédent essai réussi pour ces segments.

Justification de l'exigence E9 : La base de données sur les *automatismes de réseau* regroupe l'information sur tous les *automatismes de réseau* en service dans une *zone de fiabilité*. Cette base de données permet au *RC* de fournir à d'autres entités de l'information de haut niveau sur des *automatismes de réseau* existants qui pourraient éventuellement influencer sur les activités d'exploitation ou de planification de ces entités. L'annexe 3 spécifie l'information minimale qui doit y être versée pour chaque *automatisme de réseau*, notamment un résumé des conditions de déclenchement de l'*automatisme de réseau*, des actions correctives et des problèmes de *réseau* auxquels on cherche à remédier. Cette information permet à toute entité d'évaluer le besoin de fiabilité qui peut l'amener à demander une information plus détaillée aux entités propriétaires d'*automatisme de réseau* dont les coordonnées figurent dans la base de données. Le *RC* est l'entité la mieux placée pour tenir à jour cette base de données, puisqu'il reçoit l'information voulue lorsqu'un *automatisme de réseau* nouveau ou modifié est soumis pour examen. Le délai de douze mois civils concorde avec la pratique courante dans l'industrie ; il donne au *RC* suffisamment de temps pour recueillir l'information appropriée auprès des entités propriétaires d'*automatisme de réseau* et mettre à jour la base de données.

Annexe PRC-012-2-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-012-2 – Automatismes de réseau

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

A. Introduction

1. **Titre :** Aucune disposition particulière

2. **Numéro :** Aucune disposition particulière

3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**

4.1. **Entités fonctionnelles**

Aucune disposition particulière

4.2. **Installations**

Aucune disposition particulière

5. **Date d'entrée en vigueur :**

5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX

5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX

5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée
et de la présente annexe : XX mois 20XX

Les exigences sont mises en application aux dates indiquées dans le tableau suivant :

Exigence	Date de mise en application
E1, E2, E3, E5, E6 et E7	<ul style="list-style-type: none">30 mois après l'entrée en vigueur de la norme
E4	<ul style="list-style-type: none">54 mois après l'entrée en vigueur de la norme : date limite pour la réalisation et l'envoi d'une première évaluation.
E8	<ul style="list-style-type: none">66 mois après l'entrée en vigueur de la norme : date limite pour la réalisation d'un premier essai des <i>automatismes de réseau</i> qui ne sont pas désignés comme étant à impact limité.138 mois après l'entrée en vigueur de la norme : date limite pour la réalisation d'un premier essai des <i>automatismes de réseau</i> qui sont désignés comme étant à impact limité.
E9	<ul style="list-style-type: none">30 mois après l'entrée en vigueur de la norme : date limite pour l'établissement d'une base de données pour les <i>automatismes de réseau</i>.

B. Exigences et mesures

Remplacer toutes les références au terme « BES » par « RTP ».

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-012-2 – Automatismes de réseau**

À l'alinéa 4.1.5., l'expression « exigences de performance » est identique à « critères de comportement » définie dans la norme de fiabilité TPL-001-4.

Disposition particulière applicable à l'exigence E8 :

L'exigence E8. s'applique telle que stipulée dans la norme sauf pour les *automatismes de réseau* installés avant la date d'entrée en vigueur de la norme pour lesquels l'exigence E8 est remplacée par le texte suivant :

E8. À moins d'avoir obtenu une exception pour raison technique d'un essai fonctionnel du responsable de la surveillance de l'application des normes, chaque entité propriétaire d'un *automatisme de réseau* doit participer à un essai fonctionnel de chacun de ses *automatismes de réseau* afin de vérifier la performance globale de celui-ci ainsi que le bon fonctionnement des éléments qui ne font pas partie des *systèmes de protection* :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

- au moins une fois toutes les six années civiles complètes, pour tous les *automatismes de réseau* non désignés comme étant à impact limité ; ou
- au moins une fois toutes les douze années civiles complètes, pour tous les *automatismes de réseau* désignés comme étant à impact limité.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

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

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

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Annexe 1

Remplacer toutes les références au terme « BES » par « RTP ».

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-012-2 – Automatismes de réseau**

Annexe 2

Remplacer toutes les références au terme « *BES* » par « *RTP* ».

Annexe 3

Aucune disposition particulière

Justification technique

Remplacer toutes les références au terme « *BES* » par « *RTP* ».

Page 23, remplacer le troisième paragraphe par celui-ci (modifications soulignées) :

Pour pouvoir demander au *RC* chargé de l'examen de désigner un *automatisme de réseau* existant (mis en œuvre avant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2) comme étant à impact limité, l'entité propriétaire du *automatisme de réseau* doit préparer et soumettre l'information prescrite à l'annexe 1, notamment la justification technique (les évaluations) que le *réseau* répond aux exigences de performance (alinéa 4.1.3 de l'exigence E4) en cas de défektivité ou de défaillance, respectivement, d'un élément du *automatisme de réseau*.

Page 26, remplacer le cinquième paragraphe par celui-ci (modifications soulignées) :

La sécurité est une autre composante de la notion de fiabilité ; elle indique la confiance que l'appareil n'interviendra pas de façon intempestive. Le fonctionnement intempestif d'un *automatisme de réseau* déclenche une action programmée sans que les conditions d'armement soient remplies, ou en dehors de la ou des *contingences* ou conditions de *réseau* spécifiées. Typiquement, un *automatisme de réseau* commande un délestage de charge, un rejet de production ou une reconfiguration du *réseau* ; de telles actions, si elles surviennent de façon injustifiée, sont néfastes et peuvent compromettre la sécurité du *réseau*. Le pire scénario de fonctionnement intempestif est celui où toutes les actions programmées de l'*automatisme de réseau* sont déclenchées. Si la performance du *réseau* est encore conforme à l'alinéa 4.1.4 de l'exigence E4 de la norme PRC-012-2, aucune mesure d'atténuation supplémentaire n'est requise. Des moyens de renforcement de la sécurité intrinsèque d'un *automatisme de réseau* comme des logiques de décision sont des mesures d'atténuation acceptables contre les fonctionnements intempestifs.

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	XX mois 201X	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production
2. **Numéro :** PRC-019-2
3. **Objet :** Vérifier la coordination des dispositifs de régulation de tension, des limiteurs, des caractéristiques d'équipement et des réglages des *systèmes de protection des installations* de production et des compensateurs synchrones.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1 **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 *Propriétaire d'installation de production*
 - 4.1.2 *Propriétaire d'installation de transport* ayant un ou des compensateurs synchrones
 - 4.2 **Installations**

Aux fins de la présente norme, le terme « *installation visée* » désigne l'un ou l'autre des éléments suivants :

 - 4.2.1 groupe de production individuel de plus de 20 MVA (puissance nominale brute) raccordé directement au *système de production-transport d'électricité* ;
 - 4.2.2 compensateur synchrone individuel de plus de 20 MVA (puissance nominale brute) raccordé directement au *système de production-transport d'électricité* ;
 - 4.2.3 centrale ou *installation* de production comportant un ou plusieurs groupes de production raccordés au *système de production-transport d'électricité* par un jeu de barres commun et dont la production totale dépasse 75 MVA (puissance nominale brute combinée) ;
 - 4.2.3.1 cet élément inclut les groupes de production individuels des *ressources de production décentralisées* visées par l'inclusion I4 de la définition du *système de production-transport d'électricité* si la régulation de tension de l'*installation* est effectuée uniquement au niveau des groupes de production individuels de la *ressource de production décentralisée* ;
 - 4.2.4 toute installation de production, sans égard à sa taille, qui est désignée comme un groupe à démarrage autonome dans le plan de remise en charge d'un *exploitant de réseau de transport*.
5. **Date d'entrée en vigueur :**

Voir le plan de mise en œuvre de la norme PRC-019-2.

B. Exigences

E1. À intervalles d'au plus cinq années civiles, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des *installations* visées doit coordonner les dispositifs de régulation de tension (y compris les limiteurs et les fonctions de protection en service¹) avec les caractéristiques d'équipement pertinentes et les réglages pertinents des dispositifs et fonctions de *système de protection* appropriés. [*Facteur de risque de non-conformité : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

1.1 En supposant un fonctionnement normal de la boucle de régulation de tension et des conditions d'exploitation en régime permanent du réseau, vérifier les éléments de coordination suivants pour chaque *installation* visée :

1.1.1. les limiteurs en service doivent être réglés de manière à intervenir avant le *système de protection* de l'*installation* visée afin d'éviter tout débranchement inutile du groupe de production ;

1.1.2. les dispositifs de *système de protection* en service pertinents doivent être réglés de manière à intervenir pour isoler ou mettre hors tension l'équipement afin de limiter l'étendue des dommages lorsque les conditions d'exploitation dépassent les caractéristiques ou les limites de stabilité de l'équipement.

E2. Dans les 90 jours civils suivant la constatation ou la mise en place de modifications de systèmes, d'équipements ou de réglages susceptibles d'influer sur la coordination décrite à l'exigence E1, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des *installations* visées doit procéder à la coordination décrite à l'exigence E1. Les modifications de systèmes, d'équipements ou de réglages comprennent, entre autres, les suivantes : [*Facteur de risque de non-conformité : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

- modifications aux réglages ou à l'équipement de régulation de tension ;
- modifications aux réglages ou aux composants de *système de protection* ;
- modifications aux caractéristiques de l'équipement de production ou de compensateur synchrone ;
- modifications aux transformateurs élévateurs de l'équipement de production ou de compensateur synchrone.

C. Mesures

M1. Chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des *installations* visées doit détenir des pièces justificatives (dont des exemples sont présentés à la section G de la norme PRC-019) attestant qu'il a coordonné les dispositifs de régulation de tension (y compris les limiteurs et les fonctions de protection en 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.

M2. Chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des *installations* visées doit détenir des pièces justificatives attestant que la coordination rendue nécessaire par les événements indiqués à l'exigence E2 a été effectuée. Ces pièces justificatives doivent comprendre des documents datés attestant que l'intervalle de temps prescrit à l'exigence E2 a été respecté.

-
1. Limiteurs ou fonctions de protection installés et activés d'une installation de production ou d'un compensateur synchrone.
 2. Limiteurs ou fonctions de protection installés et activés d'une installation de production ou d'un compensateur synchrone.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

Le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* doit conserver pendant six ans une preuve de conformité aux exigences E1 et E2 et aux mesures M1 et M2.

Si le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* est jugé non conforme à une exigence, l'entité doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *CEA* doit conserver le rapport du dernier audit périodique ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

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

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Norme PRC-019-2 – Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

2. Niveaux de gravité des non-conformités (VSL)

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 5 années civiles, mais d'au plus 5 années civiles et 4 mois, après la coordination précédente.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 5 années civiles et 4 mois, mais d'au plus 5 années civiles et 8 mois, après la coordination précédente.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 5 années civiles et 8 mois, mais d'au plus 5 années civiles et 12 mois, après la coordination précédente.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport n'a pas coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de 5 années civiles et 12 mois après la coordination précédente.
E2	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 90 jours civils mais d'au plus 100 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 100 jours civils mais d'au plus 110 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 110 jours civils mais d'au plus 120 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport n'a pas coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de 120 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.

E. Différences régionales

Aucune.

Norme PRC-019-2 – 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 NERC.	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)	
2	12 février 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Norme révisée dans le cadre du projet 2014-01 : L'applicabilité a été révisée afin de clarifier l'application des exigences aux <i>ressources de production décentralisées</i> du <i>BES</i>
2	29 mai 2015	Lettre d'ordonnance du dossier RD15-3-000 de la FERC approuvant la norme PRC-019-2.	Modifications afin d'ajuster l'applicabilité aux propriétaires de <i>ressources de production décentralisées</i>

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.

Norme PRC-019-2 – Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

Ces pièces justificatives doivent indiquer les caractéristiques de l'équipement et la plage de fonctionnement des limiteurs et des fonctions de protection.

Les limites des équipements, les types de limiteur et les fonctions de protection dont la coordination peut être nécessaire comprennent, notamment :

- les limiteurs de surexcitation de champ et les fonctions de protection associées ;
- les limiteurs de surintensité d'onduleur et les fonctions de protection associées ;
- les limiteurs de sous-excitation de champ et les fonctions de protection associées ;
- la puissance réactive de groupe de production ou de compensateur synchrone ;
- les limiteurs d'induction magnétique V/Hz et les fonctions de protection associées ;
- les réglages de système de protection contre les surtensions de stator ;
- la caractéristique tension/fréquence de groupe de production et de transformateur ;
- la caractéristique temps/courant de champ ou temps/courant de stator.

Remarque : La liste ci-dessus n'est présentée qu'à titre indicatif. La présente norme n'exige l'installation ou l'activation d'aucune des fonctions de limitation ou de protection ci-dessus.

Dans l'exemple qui suit, la limite de stabilité statique (LSS) est la limite de la stabilité synchrone dans la région de sous-excitation avec un courant de champ fixe.

Sur un graphique P-Q, où X_d représente la réactance synchrone longitudinale saturée du groupe de production, X_s la réactance équivalente entre les bornes du groupe de production et le « barre à puissance infinie », y compris la réactance du transformateur élévateur du groupe de production, et V_g la tension aux bornes du groupe de production (toutes les valeurs étant exprimées par unité), on peut calculer la LSS comme un arc centré sur l'axe Q, dont le centre et le rayon sont quantifiables au moyen des équations suivantes :

$$C = V_g^2/2 \times (1/X_s - 1/X_d)$$

$$R = V_g^2/2 \times (1/X_s + 1/X_d)$$

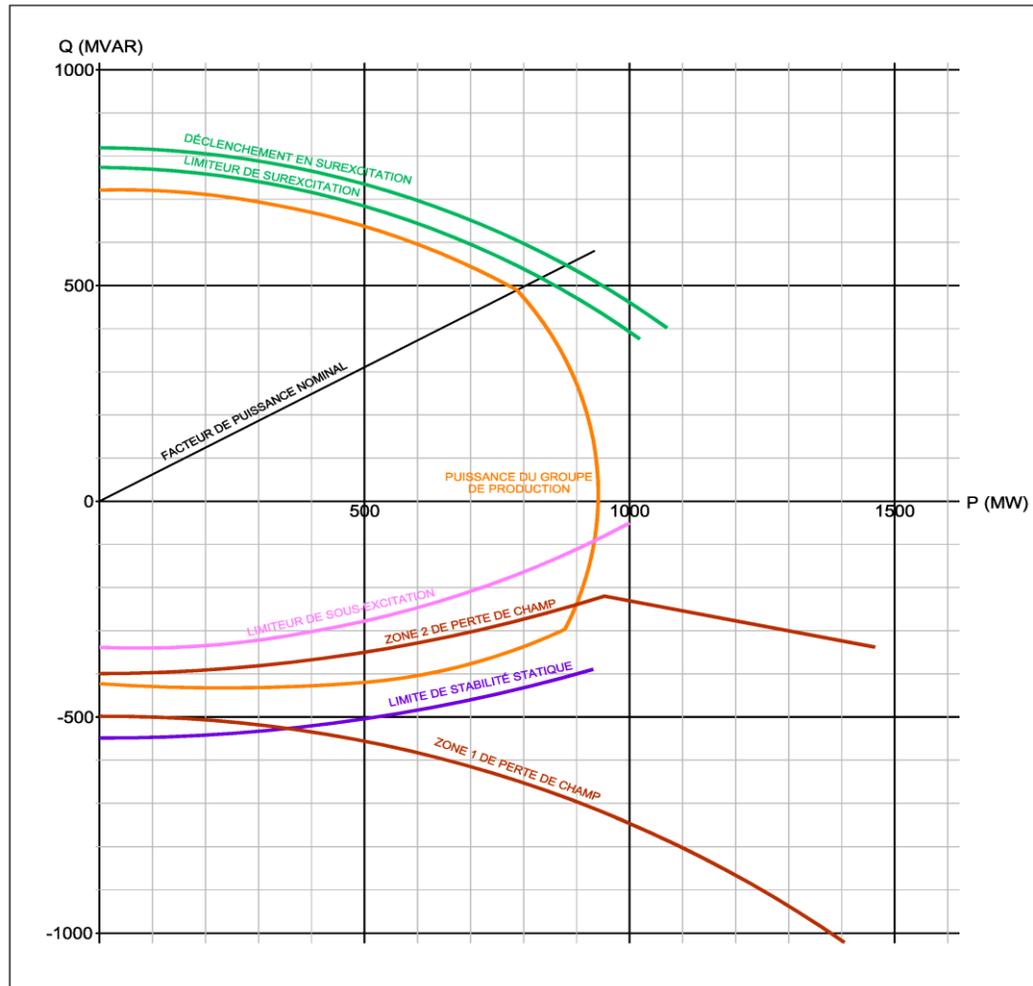
Sur un graphique R-X, où X_d représente la réactance synchrone longitudinale saturée du groupe de production et X_s la réactance équivalente entre les bornes du groupe de production et le « barre à puissance infinie », y compris la réactance du transformateur élévateur du groupe de production, la LSS est un arc centré sur l'axe X, dont le centre et le rayon sont quantifiables au moyen des équations suivantes :

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

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

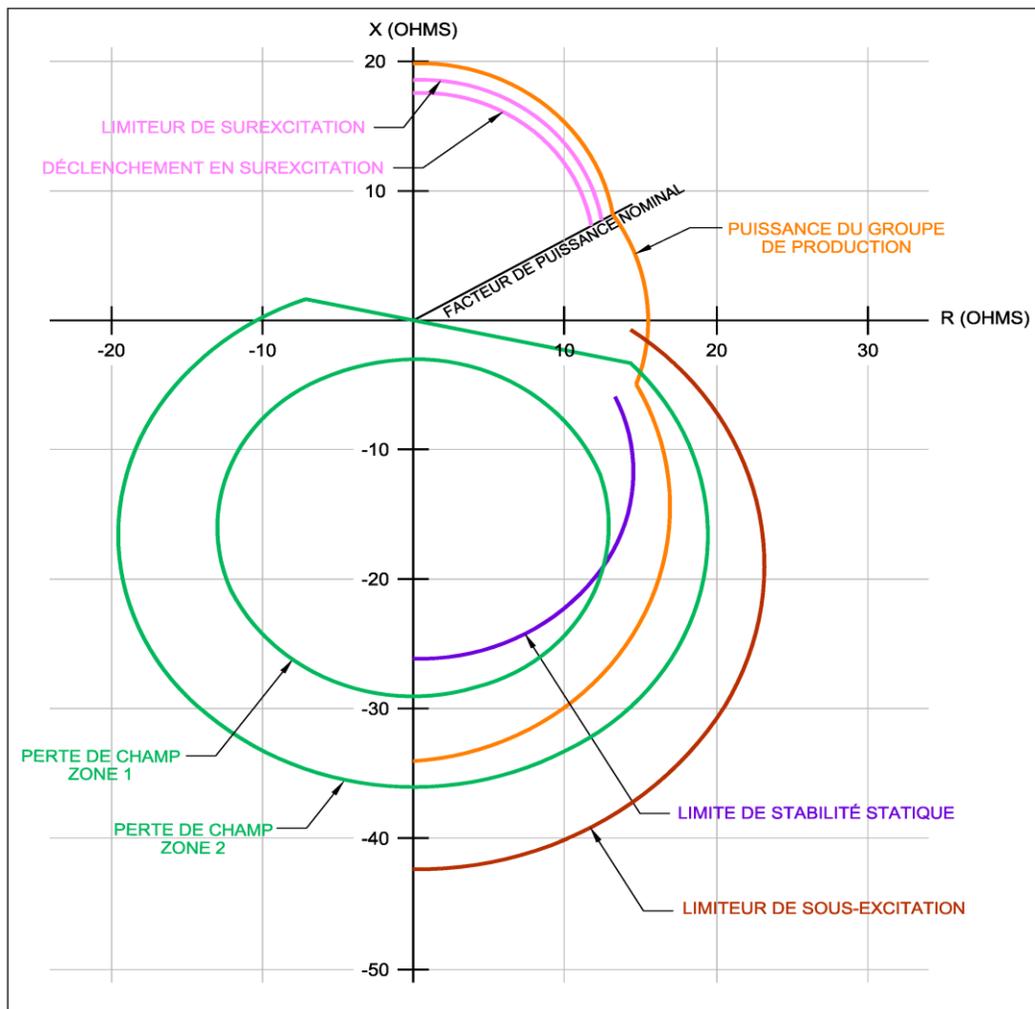
Section G – Annexe 1

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



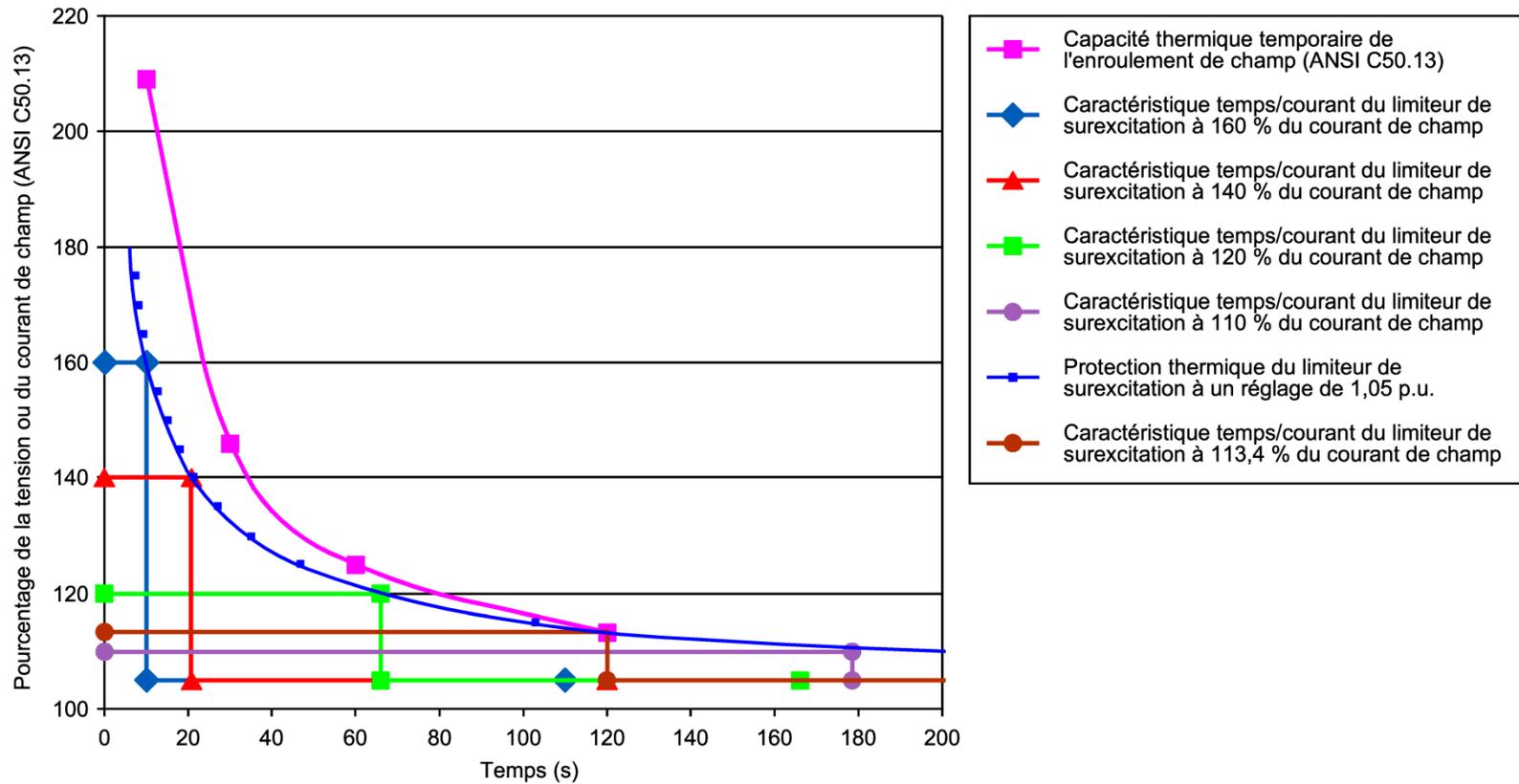
Section G – Annexe 2

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



Section G – Annexe 3

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



Justification

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

Justification de l'alinéa 4.2.3.1 de la section Installations

Dans le cas des *installations de ressources de production décentralisées* qui régulent la tension uniquement au niveau des groupes de production individuels, l'équipe de rédaction estime que la coordination devrait se faire à ce niveau. Pour ces *installations*, on doit considérer les *systèmes de protection* au niveau des groupes de production individuels, et leur compatibilité en fonction des limites réactives et de tension des groupes. Si la régulation de tension est effectuée au niveau de la production combinée, l'applicabilité est déjà incluse dans l'alinéa 4.2.3 de la section Installations.

Annexe PRC-019-2-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-019-2 – Coordination des caractéristiques des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

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

A. Introduction

1. **Titre :** Aucune disposition particulière
2. **Numéro :** Aucune disposition particulière
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

4.2. Installations

Seules les sections suivantes sont modifiées :

4.2.1 Groupe de production faisant partie du *réseau de transport principal (RTP)*.

4.2.2 Compensateur synchrone faisant partie du *réseau de transport principal (RTP)*.

4.2.3 Centrale ou installation de production faisant partie du *réseau de transport principal (RTP)*.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX

5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX

5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée
et de la présente annexe : XX mois 20XX

Les dates de mise en application sont celles de la norme PRC-019-1 :

Exigences	Applicabilité aux installations visées raccordées au RTP	Applicabilité aux installations visées non raccordées au RTP	Date de mise en application au Québec
E1 à E2	Au moins 40 % de ses installations visées	Au moins 15% des installations visées	1 ^{er} octobre 2017
	Au moins 60 % de ses installations visées	Au moins 50% des installations visées	1 ^{er} octobre 2018
	Au moins 80 % de ses installations visées	Au moins 75% des installations visées	1 ^{er} octobre 2019
	100 % de ses	100% des installations visées	1 ^{er} octobre 2020

Annexe PRC-019-2-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-019-2 – Coordination des caractéristiques des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

Exigences	Applicabilité aux installations visées raccordées au RTP	Applicabilité aux installations visées non raccordées au RTP	Date de mise en application au Québec
	installations visées		

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

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

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

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

G. Référence

Aucune disposition particulière

Section G – Annexe 1

Aucune disposition particulière

Annexe PRC-019-2-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-019-2 – Coordination des caractéristiques des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

Section G – Annexe 2

Aucune disposition particulière

Section G – Annexe 3

Aucune disposition particulière

Justification

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	XX mois 201X	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Capacité de charge des relais de transport
2. **Numéro :** PRC-023-4
3. **Objet :** Les réglages des relais de protection ne doivent pas restreindre la capacité de charge de transport, ne doivent pas nuire à la capacité des répartiteurs de prendre les mesures nécessaires pour préserver la fiabilité des réseaux, et doivent être établis pour assurer la détection fiable de toutes les situations de défaut et pour protéger le réseau électrique contre ces défauts.

4. Applicabilité

4.1. Entités fonctionnelles

- 4.1.1 *Propriétaire d'installation de transport* ayant des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-4 aux bornes des circuits définis en 4.2.1 (*Circuits visés par les exigences E1 à E5*).
- 4.1.2 *Propriétaire d'installation de production* ayant des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-4 aux bornes des circuits définis en 4.2.1 (*Circuits visés par les exigences E1 à E5*).
- 4.1.3 *Distributeur* ayant des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-4 aux bornes des circuits définis en 4.2.1 (*Circuits visés par les exigences E1 à E5*), pourvu que ces circuits aient une capacité de transit bidirectionnel.
- 4.1.4 *Coordonnateur de la planification*.

4.2. Circuits

4.2.1 Circuits visés par les exigences E1 à E5

- 4.2.1.1 Lignes de *transport* exploitées à 200 kV ou plus, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES. Ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.
- 4.2.1.2 Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV et sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.
- 4.2.1.3 Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV, faisant partie du BES et sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.
- 4.2.1.4 Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus.
- 4.2.1.5 Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à une tension d'entre 100 et 200 kV et qui sont sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.
- 4.2.1.6 Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV, faisant partie du BES et sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.2 Circuits visés par l'exigence E6

4.2.2.1 Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées entre 100 et 200 kV, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES. Ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

4.2.2.2 Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV et faisant partie du BES, à l'exclusion des *éléments* qui relient les transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES. Ces éléments peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

5. Dates d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre pour la révision de la définition du terme *automatisme de réseau*.

B. Exigences

E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit utiliser l'un des critères suivants (exigence E1, critères 1 à 13) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que les réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du BES pour toutes les situations de défaut. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit évaluer la capacité de charge des relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés.
[Facteur de risque de non-conformité (VRF) : élevé] [Horizon : planification à long terme]

Critères :

1. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 150 % de la plus élevée des *caractéristiques assignées d'installation* saisonnières d'un circuit (exprimée en ampères) pour la durée de charge définie qui est le plus près de 4 heures.
2. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de la plus élevée des *caractéristiques assignées d'installation* sur 15 minutes saisonnières d'un circuit¹ (exprimée en ampères).
3. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de la capacité de transfert de puissance théorique maximale (en utilisant un angle de 90 degrés entre les tensions de départ et d'arrivée et soit une réactance ou une impédance complexe) du circuit (exprimée en ampères), en utilisant l'un des éléments suivants pour effectuer le calcul du transfert de puissance :
 - une source infinie (impédance de source nulle) avec une tension de 1,00 p.u. au jeu de barres à chaque extrémité de la ligne ;

1. Lorsque des caractéristiques assignées sur 15 minutes ont été calculées et publiées pour l'exploitation en temps réel, elles peuvent être utilisées pour définir l'exigence de capacité de charge relative aux relais de protection.

- une impédance à chaque extrémité de la ligne qui représente l'impédance de source réelle du réseau, avec une tension de 1,05 p.u. en amont de chaque impédance de source.
4. Régler les relais de ligne de transport installés sur des lignes de transport à compensation série de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à la capacité de transfert de puissance maximale de la ligne, établie comme étant la plus élevée des valeurs suivantes :
 - 115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence la plus élevée du condensateur série ;
 - 115 % de la capacité de transfert de puissance maximale du circuit (exprimée en ampères), calculée conformément au critère 3 de l'exigence E1 en utilisant la réactance inductive totale de la ligne.
 5. Régler les relais de lignes de transport d'un réseau à faible source de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 170 % de l'amplitude maximale de défaut triphasé à l'extrémité de la ligne (exprimée en ampères).
 6. Inutilisé.
 7. Régler les relais de ligne de transport associés aux bornes d'un centre de consommation éloigné des centrales de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal entre la charge et la source de production, quelle que soit la configuration du réseau.
 8. Régler les relais de ligne de transport du côté réseau des lignes de transport qui desservent une charge distante du réseau de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal entre le réseau et la charge, quelle que soit la configuration du réseau.
 9. Régler les relais de ligne de transport du côté charge des lignes de transport qui desservent une charge distante du réseau de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal entre la charge et le réseau, quelle que soit la configuration du réseau.
 10. Régler les relais de protection des transformateurs contre les défauts et les relais de ligne de transport installés sur des lignes de transport qui se terminent uniquement par un transformateur de sorte que les relais ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à la plus grande des valeurs suivantes :
 - 150 % de la caractéristique assignée maximale applicable du transformateur inscrites sur la plaque signalétique (exprimée en ampères), y compris la caractéristique assignée avec refroidissement forcé correspondant aux équipements de refroidissement supplémentaires installés ;
 - 115 % de la caractéristique assignée de transformateur en situation d'urgence les plus élevées établies par l'exploitant.
 - 10.1 Régler les relais de protection de transformateur contre les défauts sensibles à la charge, le cas échéant, de sorte que les réglages de protection n'exposent pas

le transformateur à un niveau et à une durée de défaut qui excèdent la capacité de tenue mécanique² du transformateur.

11. Dans le cas des relais de protection contre les surcharges de transformateur dont la composante charge n'est pas conforme au critère 10 de l'exigence E1, régler les relais selon l'une des façons ci-dessous :
 - Régler les relais de sorte que le transformateur puisse fonctionner à une surcharge égale ou supérieure à 150 % de la caractéristique assignée maximale applicable inscrite sur la plaque signalétique ou à 115 % de la caractéristique assignée de transformateur en situation d'urgence la plus élevée établie par l'exploitant, selon la plus élevée de ces valeurs, pendant au moins 15 minutes afin de donner le temps à l'exploitant d'effectuer des actions contrôlées pour alléger la surcharge.
 - Assurer la surveillance des relais au moyen d'une sonde de température d'huile de surface réglée à une température d'au moins 100 °C, ou d'une sonde de température de point chaud d'enroulement simulé réglée à une température³ d'au moins 140 °C.
 12. Lorsque la capacité désirée d'une ligne de transport est limitée par l'exigence de protéger adéquatement la ligne de transport, régler les relais de distance de la ligne de transport à un maximum de 125 % de l'impédance apparente (selon l'angle d'impédance de la ligne de transport) moyennant les contraintes ci-dessous :
 - a. Régler l'angle de couple maximal (MTA) à 90 degrés ou à la valeur la plus élevée admise par le fabricant.
 - b. Évaluer la capacité de charge des relais en ampères à leur seuil de déclenchement à une tension de 0,85 p.u. et à un angle de déphasage du facteur de puissance de 30 degrés.
 - c. Inclure un élément de réglage de relais d'une valeur égale à 87 % du courant calculé selon le critère 12 de l'exigence E1 lors de l'établissement des *caractéristiques assignées d'installation* du circuit.
 13. Pour tout autre cas qui impose des limites à la capacité utile d'un circuit, régler les relais de protection de phase de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de ces limites.
- E2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit régler ses éléments de blocage sur perte de synchronisme de manière à permettre le déclenchement des relais de protection de phase en cas de défaut survenant dans les conditions de charge utilisées pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de lignes de transport effectuée conformément à l'exigence E1. [*Facteur de risque de non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui utilise une capacité de circuit soumise à une des limites décrites aux critères 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 doit considérer la capacité de circuit calculée comme étant les *caractéristiques assignées d'installation* du circuit et doit obtenir l'accord du *coordonnateur de la planification*, de l'*exploitant de réseau de transport* et du *coordonnateur de la fiabilité*

2. Représentée par la ligne pointillée dans la norme IEEE C57, 109-1993, *IEEE Guide for Liquid-Immersed Transformer Through-Fault-Current Duration*, article 4.4, figure 4.

3. La norme IEEE C57.91 précise que les transformateurs doivent être conçus pour résister à une température de point chaud d'enroulement de 180 °C (tableaux 7 et 8) et l'annexe A avertit qu'il peut y avoir formation de bulles au-dessus de 140 °C.

quant à la capacité de circuit calculée. [*Facteur de risque de non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui choisit d'utiliser le critère 2 de l'exigence E1 pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de ligne de transport doit fournir au *coordonnateur de la planification*, à l'*exploitant de réseau de transport* et au *coordonnateur de la fiabilité* une liste à jour des circuits associés à ces relais de ligne de transport au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations. [*Facteur de risque de non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification à long terme*]
- E5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1 doit fournir une liste à jour des circuits associés à ces relais à son *entité régionale* au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations, afin de permettre à l'ERO de dresser une liste de tous les circuits dont les réglages de relais de protection limitent la capacité du circuit. [*Facteur de risque de non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification à long terme*]
- E6.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit effectuer une évaluation au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, en utilisant les critères de l'annexe B de la norme PRC-023-4 pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les *propriétaires d'installation de transport, les propriétaires d'installation de production et les distributeurs* doivent se conformer aux exigences E1 à E5. Le *coordonnateur de la planification* doit : [*Facteur de risque de non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]
- 6.1** tenir à jour une liste des circuits visés par la norme PRC-023-4, conformément aux dispositions de l'annexe B, qui précise notamment la première année civile au cours de laquelle s'applique un critère de l'annexe B de la norme PRC-023-4 ;
- 6.2** fournir la liste des circuits à tous les *entités régionales, coordonneurs de la fiabilité, propriétaires d'installation de transport, propriétaires d'installation de production et distributeurs* à l'intérieur de sa zone de planification dans les 30 jours civils suivant l'établissement de la liste initiale et dans les 30 jours civils suivant toute modification apportée à la liste.

C. Mesures

- M1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des feuilles de chiffrier ou des résumés de calculs) attestant que chacun de ses relais de transport est réglé conformément à l'un des critères 1 à 13 de l'exigence E1, et doit avoir les pièces justificatives (par exemple des courbes de coordination ou des résumés de calculs) attestant que les relais réglés conformément au critère 10 n'exposent pas le transformateur associé à des niveaux et à des durées de défaut excédant les seuils établis dans la présente norme. (E1)
- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des feuilles de chiffrier ou des résumés de calculs) attestant que chacun des éléments de blocage sur perte de synchronisme est réglé pour permettre le déclenchement des relais de protection de phase en cas de défaut survenant dans les conditions de charge utilisées pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de ligne de transport effectuée conformément à l'exigence E1. (E2)

- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* ayant des relais de transport réglés conformément au critère 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple des feuilles de chiffrier ou une base de données des *caractéristiques assignées d'installations*), attestant qu'il a considéré la capacité de circuit calculée comme étant les *caractéristiques assignées d'installation* du circuit ainsi que les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant que les *caractéristiques assignées d'installation* résultantes ont été acceptées par le *coordonnateur de la planification, l'exploitant de réseau de transport et le coordonnateur de la fiabilité*. (E3)
- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 2 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni au *coordonnateur de la planification, à l'exploitant de réseau de transport et au coordonnateur de la fiabilité* une liste à jour des circuits associés aux relais de ligne de transport dans les délais prescrits. La liste à jour peut être une liste complète, une liste des changements apportés à la liste précédente ou une déclaration indiquant qu'aucun changement n'a été apporté à la liste précédente. (E4)
- M5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni une liste à jour des circuits correspondants à l'*entité régionale* dans les délais prescrits. La liste à jour peut être une liste complète, une liste des changements apportés à la liste précédente ou une déclaration indiquant qu'aucun changement n'a été apporté à la liste précédente. (E5)
- M6.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des résultats d'analyse des écoulements de puissance, des résumés de calculs ou des rapports d'étude) attestant qu'il a utilisé les critères de l'annexe B de la norme PRC-023-4 pour déterminer les circuits situés dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à l'exigence E6. Le *coordonnateur de la planification* doit détenir une liste datée de ces circuits ainsi que les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni cette liste à tous les *coordonnateurs de la fiabilité, propriétaires d'installation de transport, propriétaires d'installation de production, distributeurs et entités régionales* à l'intérieur de sa zone de planification dans les délais prescrits. (E6)

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité et de l'application des normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des données

Le *propriétaire d'installation de transport, le propriétaire d'installation de production, le distributeur et le coordonnateur de la planification* doivent conserver les données ou les pièces justificatives attestant leur conformité selon les modalités indiquées ci-après, sauf si le *responsable des mesures pour assurer la conformité* leur ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent conserver la documentation attestant leur conformité aux exigences E1 à E5 durant une période de trois années civiles.

Le *coordonnateur de la planification* doit conserver la documentation relative à la plus récente évaluation effectuée conformément à l'exigence E6. Le *coordonnateur de la planification* doit conserver la plus récente liste des circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la présente norme, conformément à l'exigence E6.

Si un *propriétaire d'installation de transport*, un *propriétaire d'installation de production*, un *distributeur* ou un *coordonnateur de la planification* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit déclaré conforme ou pendant la période indiquée précédemment, selon la plus longue des deux périodes.

Le *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers du plus récent audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés ou présentés.

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

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

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité des non-conformités

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable n'a utilisé aucun des critères suivants (critères 1 à 13 de l'exigence E1) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que les réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du BES pour toutes les situations de défaut.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas évalué la capacité de charge de relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés.</p>
E2	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable a omis de s'assurer que ses éléments de blocage sur perte de synchronisme sont réglés de manière à permettre le déclenchement des relais de protection de phase en cas de défaut survenant dans les conditions de charge utilisées pour évaluer la capacité de charge des relais de ligne de transport conformément à l'exigence E1.</p>

Norme PRC-023-4 – Capacité de charge des relais de transport

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E3	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable qui utilise une capacité de circuit soumise à une des limites décrites au critère 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 n'a pas considéré la capacité de circuit calculée comme étant la <i>caractéristique assignée d'installation</i> du circuit.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas reçu l'accord du <i>coordonnateur de la planification</i>, de l'<i>exploitant de réseau de transport</i> et du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> quant à la capacité de circuit calculée.</p>
E4	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable n'a pas fourni au <i>coordonnateur de la planification</i>, à l'<i>exploitant de réseau de transport</i> et au <i>coordonnateur de la fiabilité</i> une liste à jour des circuits ayant des relais de ligne de transport réglés selon le critère 2 de l'exigence E1 au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations.</p>
E5	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable n'a pas fourni à l'<i>entité régionale</i> une liste à jour des circuits ayant des relais de ligne de transport réglés selon le critère 12 de l'exigence E1 au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations.</p>

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E6	Sans objet	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2, mais avec un intervalle de plus de 15 mois et de moins de 24 mois entre les évaluations.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2, mais il n'a pas précisé l'année civile au cours de laquelle commencent à s'appliquer les critères de l'annexe B.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2, mais avec un intervalle de 24 mois ou plus entre les évaluations.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2, mais il a fourni la liste des circuits aux <i>coordonnateurs de la fiabilité</i>, aux <i>propriétaires d'installation de transport</i>, aux <i>propriétaires d'installation de production</i> et aux <i>distributeurs</i> de sa zone de planification entre 46 et 60 jours après son établissement ou sa mise à jour. (6.2)</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis d'utiliser les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, mais il n'a pas satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, mais il n'a pas tenu à jour la liste des circuits déterminés conformément à l'exigence E6. (6.1)</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères</p>

Norme PRC-023-4 – Capacité de charge des relais de transport

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
		doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 , mais il a fourni la liste des circuits aux <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> , aux <i>propriétaires d'installation de transport</i> , aux <i>propriétaires d'installation de production</i> et aux <i>distributeurs</i> de sa zone de planification entre 31 et 45 jours après son établissement ou sa mise à jour. (6.2)		de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait à l'alinéa 6.1, mais il a omis de fournir la liste des circuits aux <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> , aux <i>propriétaires d'installation de transport</i> , aux <i>propriétaires d'installation de production</i> et aux <i>distributeurs</i> de sa zone de planification ou il leur a fourni cette liste plus de 60 jours après l'avoir établie ou mise à jour. (6.2) OU Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis de déterminer les circuits de sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme.

E. Différences régionales

Aucune.

F. Document technique de référence supplémentaire

1. Le document ci-après constitue un supplément explicatif à la norme. Il contient la justification technique des exigences de cette norme. Il présente des exemples de méthodes à titre d'illustration seulement, sans exclure l'utilisation d'autres méthodes comparables sur le plan technique.

Determination and Application of Practical Relaying Loadability Ratings, version 1.0, juin 2008, préparé par le groupe de travail sur le contrôle et la protection du réseau (System Protection and Control Task Force) du comité de planification de la NERC. Document en ligne à l'adresse suivante :

http://www.nerc.com/fileUploads/File/Standards/Relay_Loadability_Reference_Doc_Clean_Final_2008July3.pdf

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	12 février 2008	Approbation par le Conseil d'administration	Nouvelle norme
1	19 mars 2008	Coquille corrigée dans la dernière phrase relative au niveau de gravité critique d'une non-conformité pour l'exigence E3 : « then » doit se lire « than » dans la version anglaise	Erratum
1	18 mars 2010	Approbation par la FERC	
1	Dépôt pour approbation le 19 avril 2010	Facteur de risque de la non-conformité pour l'exigence E3 changé de « moyen » à « élevé » Niveau de gravité de la non-conformité pour les exigences E1, E2 et E3 changé à « critique » (critère binaire), conformément à l'Ordonnance 733	Révision
2	10 mars 2011 Approbation par le Conseil d'administration	Révision pour tenir compte du premier ensemble de directives énoncées dans l'Ordonnance 733 de la FERC	Révision (Projet 2010-13)
2	15 mars 2012	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-023-2 (l'approbation entre en vigueur le 7 mai 2012)	

Norme PRC-023-4 – Capacité de charge des relais de transport

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
3	7 novembre 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Demande SAR supplémentaire visant à clarifier l'applicabilité afin d'assurer la cohérence avec la norme PRC-025-1, plus d'autres corrections mineures.
4	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Remplacement dans la version anglaise des termes « Special protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »
4	19 novembre 2015	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-023-4. Dossier RM15-13-000.	

PRC-023-4 – Annexe A

1. La présente norme porte sur les fonctions de protection qui peuvent provoquer un déclenchement, avec ou sans temporisation sur un courant de charge, notamment :
 - 1.1. distance de phases ;
 - 1.2. déclenchement sur perte de synchronisme ;
 - 1.3. enclenchement sur défaut ;
 - 1.4. relais de surintensité ;
 - 1.5. systèmes de protection s'appuyant sur des communications, notamment :
 - 1.5.1 permissif à portée étendue (POTT) ;
 - 1.5.2 permissif à portée réduite (PUTT) ;
 - 1.5.3 blocage par comparaison directionnelle (DCB) ;
 - 1.5.4 déblocage par comparaison directionnelle (DCUB).
 - 1.6. éléments de surveillance de surintensité de phase (détecteurs de défaut de phase) associés à des systèmes utilisant le courant et la communication (fil pilote, comparaison de phases et courant différentiel de ligne) et ayant la capacité de provoquer un déclenchement lors d'une perte de communication.
2. Les systèmes de protection suivants ne sont pas visés par les exigences de la présente norme :
 - 2.1. éléments de relais dont l'activation n'a lieu que sur défaut d'autres relais ou de systèmes associés, par exemple :
 - éléments de surintensité qui ne sont activés qu'en cas de perte de potentiel ;
 - éléments qui ne sont activés qu'en cas de perte de communication, à l'exception de ceux visés à l'alinéa 1.6 ;
 - 2.2. systèmes de protection conçus pour la détection de fuites à la terre ;
 - 2.3. systèmes de protection conçus pour la protection pendant des oscillations stables de puissance ;
 - 2.4. inutilisé ;
 - 2.5. éléments de relais utilisés uniquement pour des *automatismes de réseau* mis en œuvre et approuvés selon les normes de fiabilité NERC PRC-012 à PRC-017 ou leurs versions ultérieures ;
 - 2.6. systèmes de protection conçus uniquement pour intervenir dans des délais donnant à l'opérateur au moins 15 minutes pour réagir en cas de surcharge ;
 - 2.7. relais à émulation thermique utilisés de concert avec les *caractéristiques assignées d'installation* dynamiques ;
 - 2.8. éléments de relais associés à des lignes à courant continu ;
 - 2.9. éléments de relais associés aux transformateurs de convertisseurs à courant continu.

PRC-023-4 – Annexe B

Circuits à évaluer

- Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à une tension entre 100 et 200 kV;
- lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV et qui font partie du *système de production-transport d'électricité*.

Critères

Lorsque l'un des critères ci-dessous s'applique à un circuit, l'entité visée doit se conformer à la norme pour ce circuit.

- B1.** Le circuit est une *installation* surveillée d'une interface de transit permanente de l'Interconnexion de l'Est, un chemin de transfert important de l'Interconnexion de l'Ouest selon la définition de l'*entité régionale* ou une *installation* surveillée comparable de l'Interconnexion du Québec, qui a été inclus en raison de préoccupations relatives à la fiabilité liées à la charge de ce circuit, comme l'a confirmé le *coordonnateur de la planification* concerné.
- B2.** Le circuit est une *installation* surveillée d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (IROL), déterminée dans l'horizon de planification conformément à la norme FAC-010.
- B3.** Le circuit constitue un chemin (avec l'accord de l'*exploitant d'installation de production* et de l'entité de transport) assurant l'alimentation électrique externe d'une centrale nucléaire, conformément aux *exigences relatives à l'interface de centrale nucléaire (NPIR)* de la norme NUC-001.
- B4.** Le circuit est désigné au moyen de la séquence ci-dessous d'analyses des écoulements de puissance⁴ effectuées par le *coordonnateur de la planification* pour l'horizon de planification de un à cinq ans :
 - a.** Simuler des contingences doubles sélectionnées selon des principes d'ingénierie, sans ajustement manuel au réseau entre les deux contingences (reflétant une situation dans laquelle le *répartiteur* n'aurait peut-être pas le temps d'apporter les ajustements au réseau entre les deux contingences).
 - b.** Dans le cas des circuits exploités entre 100 et 200 kV, évaluer la charge postcontingence, en consultation avec le propriétaire de l'*installation*, par rapport à un seuil établi en fonction des *caractéristiques assignées d'installation* du circuit et utilisé dans l'étude d'écoulement de puissance par le *coordonnateur de la planification*.
 - c.** Lorsque plusieurs *caractéristiques assignées d'installation* peuvent être utilisées pour un circuit dans l'étude d'écoulement de puissance, baser le seuil de sélection sur les *caractéristiques assignées d'installation* qui correspondent à la durée de charge qui est le plus près de quatre heures.
 - d.** Le seuil de sélection du circuit varie selon la durée de charge hypothétique utilisée pour établir les *caractéristiques assignées d'installation*.

4. Les analyses antérieures peuvent être utilisées à l'appui de l'évaluation si aucun changement important n'a été apporté au réseau depuis l'évaluation la plus récente.

- i. Si les *caractéristiques assignées d'installation* sont établies en fonction d'une durée de charge d'au plus quatre heures, le circuit doit satisfaire à la norme si la charge excède 115 % des *caractéristiques assignées d'installation*.
 - ii. Si les *caractéristiques assignées d'installation* sont établies en fonction d'une durée de charge de plus de quatre heures et d'au plus huit heures, le circuit doit satisfaire à la norme si la charge excède 120 % des *caractéristiques assignées d'installation*.
 - iii. Si les *caractéristiques assignées d'installation* sont établies en fonction d'une durée de charge de plus de huit heures, le circuit doit satisfaire à la norme si la charge excède 130 % des *caractéristiques assignées d'installation*.
- e. Sont exclus les circuits exploités en configuration radiale qui desservent uniquement la charge.
- B5.** Le *coordonnateur de la planification* sélectionne le circuit, en consultation avec le propriétaire de l'*installation*, en se fondant sur des études techniques ou des évaluations autres que celles précisées aux critères B1 à B4.
- B6.** Le *coordonnateur de la planification* et le propriétaire de l'*installation* s'entendent pour inclure le circuit.

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-023-4 – Capacité de charge des relais de transport**

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

A. Introduction

1. **Titre :** Aucune disposition particulière
2. **Numéro :** Aucune disposition particulière
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

4.2. Circuits :

4.2.1 Circuits visés par les exigences E1 à E5 :

4.2.1.1 Lignes de *transport* exploitées à 200 kV ou plus et faisant partie du *réseau de transport principal (RTP)*, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *RTP*. Ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

4.2.1.2 Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV, faisant partie du *RTP* et sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.1.3 Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV, faisant partie du *RTP* et sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.1.4 Transformateurs faisant partie du *RTP* dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus.

4.2.1.5 Transformateurs dont les bornes basses tension sont raccordées à une tension d'entre 100 et 200 kV, faisant partie du *RTP* et sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.1.6 Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV, faisant partie du *RTP* et sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.2 Circuits visés par l'exigence E6 :

4.2.2.1 Lignes de *transport* faisant partie du *RTP* exploitées entre 100 et 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées entre 100 et 200 kV et faisant partie du *RTP*, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport*

Annexe PRC-023-4-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-023-4 – Capacité de charge des relais de transport

et qui servent uniquement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du RTP. Ces éléments peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

4.2.2.2 Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV et faisant partie du RTP, à l'exclusion des éléments qui relient les transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du RTP. Ces éléments peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

5. Date d'entrée en vigueur :

- 5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX
- 5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX
- 5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe : XX mois 20XX

Les dates de mise en application sont celles de la norme PRC-023-3 :

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
E1	Chaque <i>TO</i> , <i>GO</i> ou <i>DP</i> ayant des lignes de transport exploitées à 200 kV ou plus et des transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus	1 ^{er} janvier 2018
	<ul style="list-style-type: none"> • Pour l'exigence E1, critère 10.1 	1 ^{er} avril 2018
	<ul style="list-style-type: none"> • Pour les éléments de surveillance décrits dans la norme PRC-023-4 – annexe A, section 1.6 	1 ^{er} octobre 2018
	<ul style="list-style-type: none"> • Pour les dispositifs à déclenchement-sur défaut décrits dans la norme PRC-023-4 – annexe A, section 1.3 	1 ^{er} octobre 2019
	Chaque <i>TO</i> , <i>GO</i> ou <i>DP</i> ayant des circuits répertoriés par le <i>coordonnateur de la planification</i> conformément à l'exigence E6	À la plus tardive des dates suivantes : Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 39 mois après la réception d'un avis du <i>coordonnateur de la planification</i> indiquant l'inclusion d'un circuit sur une liste de circuits visés par PRC-023-4, conformément aux

Annexe PRC-023-4-QC-1

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-023-4 – Capacité de charge des relais de transport**

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
		dispositions de l'annexe B. OU Le premier jour de la première année civile au cours de laquelle s'applique un critère de l'annexe B, sauf si le <i>coordonnateur de la planification</i> supprime le circuit de la liste avant la date d'entrée en vigueur applicable.
E2 et E3	Chaque <i>TO, GO</i> ou <i>DP</i> ayant des lignes de transport exploitées à 200 kV ou plus et des transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus Chaque <i>TO, GO</i> ou <i>DP</i> ayant des circuits qui ont été sélectionnés par le <i>coordonnateur de la planification</i> conformément à l'exigence E6	1 ^{er} janvier 2018 À la plus tardive des dates suivantes : Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 39 mois après la réception d'un avis du <i>coordonnateur de la planification</i> indiquant l'inclusion d'un circuit sur une liste de circuits visés par la norme PRC-023-4, conformément aux dispositions de l'annexe B. OU Le premier jour de la première année civile au cours de laquelle s'applique un critère de l'annexe B, sauf si le <i>coordonnateur de la planification</i> supprime le circuit de la liste avant la date d'entrée en vigueur applicable.

Annexe PRC-023-4-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-023-4 – Capacité de charge des relais de transport

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
E4	Chaque <i>TO, GO</i> ou <i>DP</i> qui choisit d'utiliser le critère 2 de l'exigence E1 comme fondement pour vérifier la capacité de charge des relais de lignes de transport.	1 ^{er} avril 2018
E5	Chaque <i>TO, GO</i> ou <i>DP</i> qui règle les relais de lignes de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1	1 ^{er} avril 2018
E6	Chaque <i>coordonnateur de la planification</i> doit effectuer une évaluation en appliquant les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de <i>coordonnateur de la planification</i> pour lesquels les <i>propriétaires d'installation de transport</i> , les <i>propriétaires d'installation de production</i> et les <i>distributeurs</i> doivent se conformer aux exigences E1 à E5	1 ^{er} juillet 2018

B. Exigences

E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit utiliser l'un des critères suivants (exigence E1, critères 1 à 13) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que les réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du RTP pour toutes les situations de défaut. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit évaluer la capacité de charge des relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés. [Facteur de risque de non-conformité (VRF) : élevé] [Horizon : planification à long terme]

Disposition particulière applicable aux critères 10 et 11:

10. Régler les relais de protection des transformateurs contre les défauts et les relais de ligne de transport installés sur des lignes de transport qui se terminent uniquement par un transformateur de sorte que les relais ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à la plus grande des valeurs suivantes :

- Aucune disposition particulière
- La valeur applicable parmi les suivantes :
 - 115 % de la caractéristique assignée de transformateur en situation d'urgence la plus élevée établie par l'exploitant, s'il a établi celle-ci ;
 - 100 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence de longue durée la plus élevée établie par le propriétaire du transformateur, s'il a établi celle-ci et que l'exploitant n'a pas établi la caractéristique assignée de transformateur en situation d'urgence la plus élevée.

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-023-4 – Capacité de charge des relais de transport**

10.1 aucune disposition particulière

11. Dans le cas des relais de protection contre les surcharges de transformateur dont la composante charge n'est pas conforme au critère 10 de l'exigence E1, régler les relais selon l'une des façons ci-dessous :
- Régler les relais de sorte que le transformateur puisse fonctionner à une surcharge définie au critère 10 pendant au moins 15 minutes afin de donner le temps à l'exploitant d'effectuer des actions contrôlées pour alléger la surcharge.
 - Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des données

Aucune disposition particulière

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

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

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Annexe PRC-023-4-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-023-4 – Capacité de charge des relais de transport

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

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable n'a utilisé aucun des critères suivants (critères 1 à 13 de l'exigence E1) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que les réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du RTP pour toutes les situations de défaut. OU L'entité responsable n'a pas évalué la capacité de charge de relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés.
E2	Aucune disposition particulière			
E3	Aucune disposition particulière			
E4	Aucune disposition particulière			
E5	Aucune disposition particulière			
E6	Aucune disposition particulière			

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Document technique de référence supplémentaire

Aucune disposition particulière

PRC-023-4 – Annexe A

Aucune disposition particulière

PRC-023-4 – Annexe B

Circuits à évaluer

- Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à une tension entre 100 et 200 kV et qui font partie du RTP;
- lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV et qui font partie du RTP.

Critères

Aucune disposition particulière

Annexe PRC-023-4-QC-1

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-023-4 – Capacité de charge des relais de transport**

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	XX mois 201X	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production
2. **Numéro :** PRC-024-2
3. **Objet :** Donner l'assurance que les *propriétaires d'installation de production* règlent leurs relais de protection de groupe de telle sorte que les groupes de production restent raccordés pendant des excursions de fréquence et de tension définies.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. *Propriétaire d'installation de production*
5. **Date d'entrée en vigueur :**

Voir le plan de mise en œuvre de la norme PRC-024-2.

B. Exigences

- E1.** Chaque *propriétaire d'installation de production* ayant des relais de protection en fréquence de groupe¹ activés afin de déclencher ses groupes de production visés doit régler ces relais de protection de telle sorte que les relais de protection en fréquence de groupe ne déclenchent pas les groupes de production visés à l'intérieur de la zone de non-déclenchement indiquée à l'annexe 1 de la norme PRC-024, sous réserve des exceptions suivantes² :
- [Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]*
- Un groupe de production peut être déclenché si les fonctions de protection (comme les fonctions de type perte de synchronisme ou perte de champs) fonctionnent en raison d'une perte de synchronisme imminente ou avérée ou, dans le cas des groupes de production asynchrones, en raison d'une instabilité dans l'équipement de commande de conversion de puissance.
 - Un groupe de production peut être déclenché si l'élimination d'un défaut dans le réseau nécessite la déconnexion du groupe de production.
 - Un groupe de production peut être déclenché à l'intérieur d'une portion de la zone de non-déclenchement indiquée à l'annexe 1 de la norme PRC-024 en cas de limitations réglementaires ou d'équipement documentées et communiquées conformément à l'exigence E3.

-
1. Chaque *propriétaire d'installation de production* n'est pas tenu d'avoir installé ou activé sur son groupe de production des relais de protection en fréquence ou en tension (y compris, notamment, des fonctions de protection en fréquence et en tension pour des relais distincts, des relais V/Hz évalués à la fréquence nominale, des dispositifs de protection multifonctions ou des fonctions de protection intégrées aux systèmes de commande qui déclenchent directement ou envoient des signaux de déclenchement ou le groupe de production d'après des entrées de fréquence ou de tension).
 2. Dans le cas des relais de protection en fréquence associés à des ressources de production décentralisées visées par l'inclusion I4 de la définition du *BES*, cette exigence s'applique aux relais de protection en fréquence qui surveillent les groupes de production individuels de ressources de production décentralisées, et aussi aux relais de protection en fréquence qui surveillent les équipements compris entre les groupes de production individuels de ressources de production décentralisées et le point de raccordement.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de production* ayant des relais de protection de groupe en tension¹ activés afin de déclencher ses groupes de production visés doit régler ses relais de protection de telle sorte que le relais de protection en tension du groupe ne déclenche pas les groupes de production visés par suite d'une excursion de tension (au point de raccordement³) causée par un événement sur le réseau de transport à l'extérieur de la centrale de production qui demeure à l'intérieur de la zone de non-déclenchement indiquée à l'annexe 2 de la norme PRC-024⁴. Si le *planificateur de réseau de transport* permet des réglages de relais de tension moins rigoureux que ceux prescrits à l'annexe 2 de la norme PRC-024, le *propriétaire d'installation de production* doit régler ses relais de protection à l'intérieur des caractéristiques de rétablissement de la tension établies par une étude du *planificateur de réseau de transport* pour un secteur particulier. L'exigence E2 est soumise aux exceptions suivantes :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

- Un groupe de production peut être déclenché conformément à un *automatisme de réseau (SPS)* ou à un *plan de défense (RAS)*.
- Un groupe de production peut être déclenché si l'élimination d'un défaut dans le réseau nécessite la déconnexion du groupe de production.
- Un groupe de production peut être déclenché si les fonctions de protection (comme les fonctions de type perte de synchronisme ou perte de champs) opèrent en raison d'une perte de synchronisme imminente ou avérée ou, dans le cas des groupes de production asynchrones, en raison d'une instabilité dans l'équipement de commande de conversion de puissance.
- Un groupe de production peut être déclenché à l'intérieur d'une portion de la zone de non-déclenchement indiquée à l'annexe 1 de la norme PRC-024 en cas de limitations réglementaires ou d'équipement documentées et communiquées conformément à l'exigence E3.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit documenter chaque limitation réglementaire ou d'équipement⁵ connue qui empêche un groupe de production visé ayant des relais de protection en fréquence ou en tension de groupe de respecter les critères de réglage de relais de l'exigence E1 ou E2 incluant, mais sans s'y limiter, des résultats d'études, de l'expérience d'un événement réel ou des avis d'un fabricant.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

3.1. Le *propriétaire d'installation de production* doit communiquer la limitation réglementaire ou d'équipement documentée, ou le retrait de la limitation réglementaire ou d'équipement documentée précédemment à son *coordonnateur de la planification* et à son *planificateur de réseau de transport* dans les 30 jours civils suivant les événements suivants :

3. Aux fins de la présente norme, le point de raccordement désigne le côté transport (haute tension) du transformateur élévateur de groupe de production.
4. Dans le cas des relais de protection en tension associés à des ressources de production décentralisées visées par l'inclusion I4 de la définition du *BES*, cette exigence s'applique aux relais de protection en tension qui surveillent les groupes de production individuels de ressources de production décentralisées, et aussi aux relais de protection en tension qui surveillent les équipements compris entre les groupes de production individuels de ressources de production décentralisées et le point de raccordement.
5. À l'exclusion des limitations qui découlent de la capacité de réglage des relais utilisés pour la protection en fréquence et en tension du groupe de production; toutefois, cette exclusion ne s'étend pas aux limitations qui ont leur origine dans l'équipement protégé par ces relais.

- l'identification d'une limitation réglementaire ou d'équipement ;
- la réparation de l'équipement causant la limitation qui enlève la limitation ;
- le remplacement de l'équipement causant la limitation par un équipement qui enlève la limitation ;
- la création ou l'ajustement d'une limitation d'équipement causée par l'épuisement de la tolérance cumulative d'excursion de fréquence pour la durée de vie d'une turbine.

E4. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir ses réglages de déclenchement de protection de groupe visés associés aux exigences E1 et E2 au *coordonnateur de la planification* ou au *planificateur de réseau de transport* qui modélisent le groupe en cause, dans un délai de 60 jours civils après avoir reçu la demande écrite pour les données, et dans un délai de 60 jours civils après tout changement aux réglages de déclenchement demandés précédemment à moins que le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* requérant indique que la déclaration des changements de réglage de relais n'est pas requise.

[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

C. Mesures

- M1.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant que les relais de protection en fréquence de groupes ont été réglés conformément à l'exigence E1, comme des fiches de réglage, des fiches d'étalonnage ou d'autres documents datés.
- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant que les relais de protection en tension de groupes ont été réglés conformément à l'exigence E2, comme des fiches de réglage, des graphiques tension-temps, des fiches d'étalonnage, des tracés de coordination, des études de simulation dynamique ou d'autres documents datés.
- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'il a documenté et communiqué toutes les limitations réglementaires ou d'équipement connues (sous réserve des exceptions indiquées à la note 5) qui ont entraîné une dérogation aux exigences E1 ou E2 conformément à l'exigence E3, comme un courriel ou une lettre qui contient de la documentation pertinente (résultats d'étude, expérience d'un événement réel, avis d'un fabricant, etc.).
- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'il a communiqué les réglages de déclenchement de protection de groupes conformément à l'exigence E4, comme des courriels, des lettres ou d'autres documents, ainsi que des copies de toute demande reçue pour cette information.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des données

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

Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver les pièces justificatives attestant sa conformité aux exigences E1 à E4 pendant trois ans ou jusqu'à l'audit suivant, selon la durée la plus longue.

Si un *propriétaire d'installation de production* est jugé non conforme, 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 des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

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

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Norme PRC-024-2 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

2. Niveaux de gravité des non-conformités (VSL)

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le propriétaire <i>d'installation de production</i> ayant une protection en fréquence activée afin de déclencher un groupe de production n'a pas réglé son relais de protection en fréquence de groupe de telle sorte qu'il ne déclenche pas pour les critères listés à l'exigence E1, à moins d'une limitation réglementaire ou d'équipement documentée et communiquée conformément à l'exigence E3.
E2	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ayant des relais de protection en tension activés afin de déclencher un groupe de production n'a pas réglé ses relais de protection en tension de telle sorte qu'il ne déclenche pas par suite d'une excursion de tension au point de raccordement causée par un événement à l'extérieur de la centrale, en vertu des critères spécifiés à l'exigence E2, à moins d'une limitation réglementaire ou d'équipement documentée et communiquée conformément à l'exigence E3.

Norme PRC-024-2 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	<p>Le propriétaire d'installation de production a documenté la limitation d'équipement connue (non liée au système de protection) qui l'empêche de respecter les critères de l'exigence E1 ou E2, puis a communiqué la limitation documentée à son <i>coordonnateur de la planification</i> et à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 30 jours civils mais d'au plus 60 jours civils après avoir constaté cette limitation.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a documenté la limitation ou d'équipement connue (non liée au système de protection) qui l'empêche de respecter les critères de l'exigence E1 ou E2, puis a communiqué la limitation à son <i>coordonnateur de la planification</i> et à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 60 jours civils mais d'au plus 90 jours civils après avoir constaté cette limitation.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a documenté la limitation ou d'équipement connue (non liée au système de protection) qui l'empêche de respecter les critères de l'exigence E1 ou E2, puis a communiqué la limitation à son <i>coordonnateur de la planification</i> et à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 90 jours civils mais d'au plus 120 jours civils après avoir constaté cette limitation.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a documenté aucune limitation ou d'équipement connue (non liée au système de protection) qui l'empêche de respecter les critères de l'exigence E1 ou E2.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas communiqué la limitation documentée à son <i>coordonnateur de la planification</i> et à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de 120 jours civils après avoir constaté cette limitation.</p>
E4	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni ses réglages de déclenchement de protection de groupe dans un délai de plus de 60 jours civils mais d'au plus 90 jours civils après tout changement à ces réglages de déclenchement.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a fourni les réglages de déclenchement dans un délai de plus de 60 jours civils mais d'au plus 90 jours civils après une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni ses réglages de déclenchement de protection de groupe dans un délai de plus de 90 jours civils mais d'au plus 120 jours civils après tout changement à ces réglages de déclenchement.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a fourni les réglages de déclenchement dans un délai de plus de 90 jours civils mais d'au plus 120 jours civils après une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni ses réglages de déclenchement de protection de groupe dans un délai de plus de 120 jours civils mais d'au plus 150 jours civils après tout changement à ces réglages de déclenchement.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a fourni les réglages de déclenchement dans un délai de plus de 120 jours civils mais d'au plus 150 jours civils après une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni ses réglages de déclenchement de protection de groupe dans un délai de 150 jours civils après un changement à ces réglages de déclenchement.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni les réglages de déclenchement dans un délai de 150 jours civils après une demande écrite.</p>

E. Différences régionales

Aucune

F. Documents connexes

Aucune

Norme PRC-024-2 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

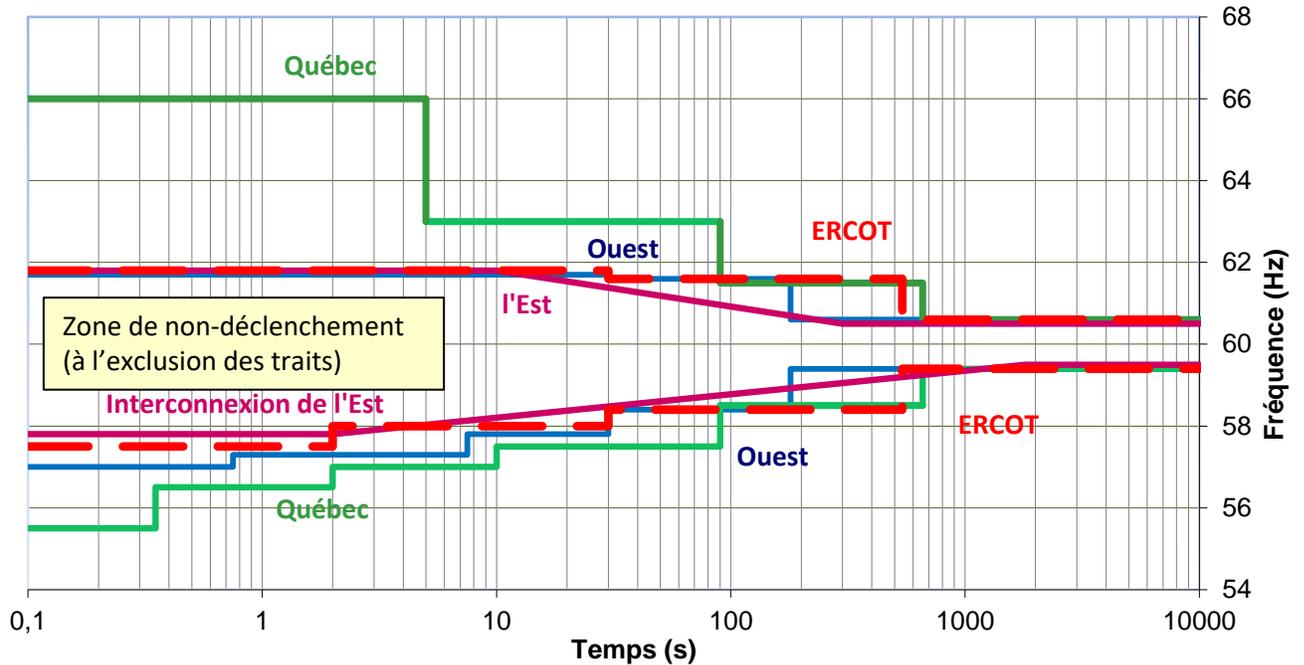
Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	9 mai 2013	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	
1	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-024-1 (l'ordonnance entre en vigueur le 1er juillet 2016)	
2	12 février 2015	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Norme révisée dans le cadre du projet 2014-01 : applicabilité révisée afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du <i>BES</i>
2	29 mai 2015	Lettre d'ordonnance de la FERC (dossier RD15-3-000) approuvant la norme PRC-024-2	Modifications visant à établir l'applicabilité aux propriétaires de ressources de production décentralisées

G. Références

3. « The Technical Justification for the New WECC Voltage Ride-Through (VRT) Standard, A White Paper Developed by the Wind Generation Task Force (WGTF) », datée du 13 juin 2007, directive approuvée par le « WECC Technical Studies Subcommittee ».

PRC-024 – Annexe 1
 COURBE D'EXCURSION ADMISSIBLE
 PAR RAPPORT À LA FRÉQUENCE NOMINALE



Valeurs des points de la courbe :

Interconnexion de l'Est

Durée de surfréquence		Durée de sous-fréquence	
Fréquence (Hz)	Temps (s)	Fréquence (Hz)	Temps (s)
≥61,8	Déclenchement instantané	≤57,8	Déclenchement instantané
≥60,5	$10^{(90,935-1,45713 \times f)}$	≤59,5	$10^{(1,7373 \times f - 100,116)}$
<60,5	Fonctionnement continu	>59,5	Fonctionnement continu

Interconnexion de l'Ouest

Durée de surfréquence		Durée de sous-fréquence	
Fréquence (Hz)	Temps (s)	Fréquence (Hz)	Temps (s)
$\geq 61,7$	Déclenchement instantané	$\leq 57,0$	Déclenchement instantané
$\geq 61,6$	30	$\leq 57,3$	0,75
$\geq 60,6$	180	$\leq 57,8$	7,5
$< 60,6$	Fonctionnement continu	$\leq 58,4$	30
		$\leq 59,4$	180
		$> 59,4$	Fonctionnement continu

Interconnexion du Québec

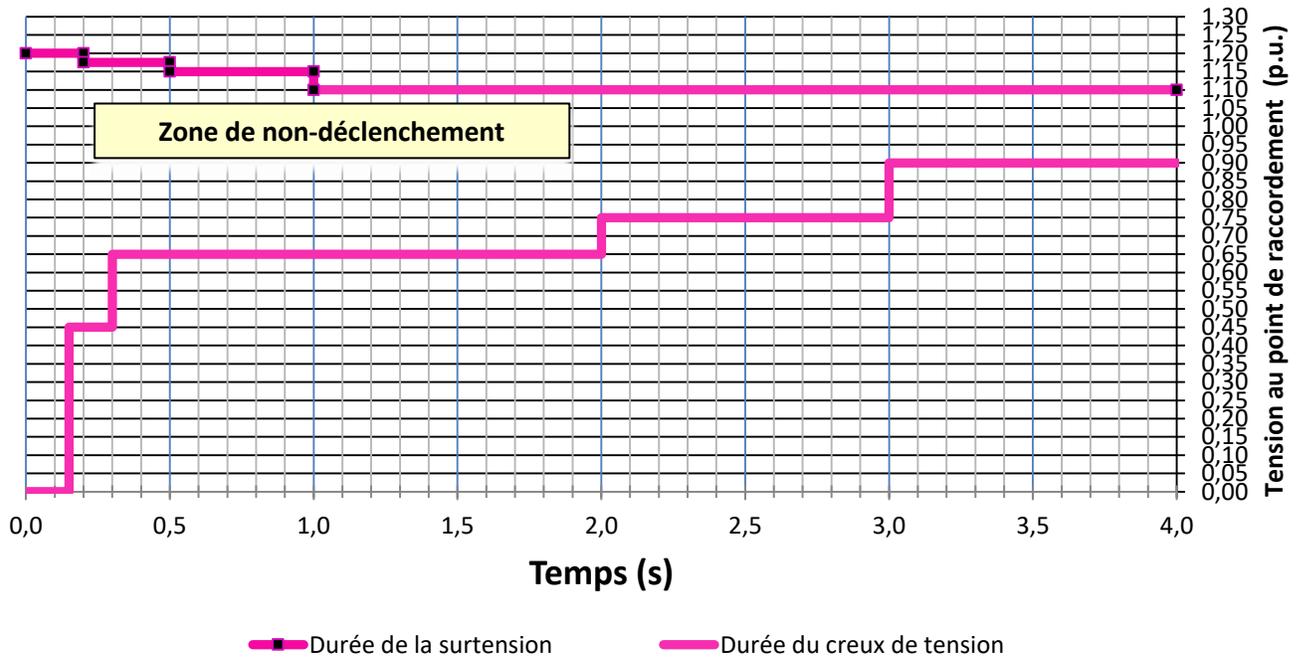
Durée de surfréquence		Durée de sous-fréquence	
Fréquence (Hz)	Temps (s)	Fréquence (Hz)	Temps (s)
$> 66,0$	Déclenchement instantané	$< 55,5$	Déclenchement instantané
$\geq 63,0$	5	$\leq 56,5$	0,35
$\geq 61,5$	90	$\leq 57,0$	2
$\geq 60,6$	660	$\leq 57,5$	10
$< 60,6$	Fonctionnement continu	$\leq 58,5$	90
		$\leq 59,4$	660
		$> 59,4$	Fonctionnement continu

Interconnexion ERCOT

Durée de surfréquence		Durée de sous-fréquence	
Fréquence (Hz)	Durée (s)	Fréquence (Hz)	Durée (s)
$\geq 61,8$	Déclenchement instantané	$\leq 57,5$	Déclenchement instantané
$\geq 61,6$	30	$\leq 58,0$	2
$\geq 60,6$	540	$\leq 58,4$	30
$< 60,6$	Fonctionnement continu	$\leq 59,4$	540
		$> 59,4$	Fonctionnement continu

PRC-024 – Annexe 2

Courbe de tenue aux excursions de tension en fonction de la durée



Durée de tenue :

Durée de tenue aux surtensions		Durée de tenue aux creux de tension	
Tension (p.u.)	Temps (s)	Tension (p.u.)	Temps (s)
≥1,200	Déclenchement instantané	<0,45	0,15
≥1,175	0,20	<0,65	0,30
≥1,15	0,50	<0,75	2,00
≥1,10	1,00	<0,90	3,00

Éclaircissements sur le graphique de tenue aux excursions de tension

Détails de la courbe :

1. L'unité de base de tension pour ces courbes est la tension nominale d'exploitation au point de raccordement au *système de production-transport d'électricité (BES)* indiquée par le *planificateur de réseau de transport* dans l'analyse de la fiabilité des réseaux de transport interconnectés.
2. Les courbes représentées ont été dérivées en se basant sur des défauts de zone 1 avec *élimination normale* sur au plus 9 cycles dans un réseau de transport triphasé. Les courbes s'appliquent aux excursions de tension sans égard au type d'événement déclencheur.
3. L'enveloppe entre les courbes représente la durée cumulative de la tension au point de raccordement avec le *BES*. Par exemple, si la tension au début dépasse 1,15 p.u. à 0,3 s suivant un défaut, ne dépasse pas 1,2 p.u., puis retourne au-dessous de 1,15 p.u. à 0,4 s, le temps cumulatif quand la tension est au-delà de 1,15 p.u. est de 0,1 s, valeur qui se situe à l'intérieur de la zone de non-déclenchement de la courbe.
4. Les courbes représentées correspondent à la fréquence de 60 Hz du réseau. Lorsqu'on évalue une protection volts/hertz, on peut ajuster la courbe de surtension en proportion des écarts de fréquence au-dessous de 60 Hz.
5. La tension dans le graphique suppose une tension minimale phase-terre ou phase-phase à la fréquence fondamentale pour la courbe de durée en sous-tension, et la tension phase-phase efficace ou crête maximale, selon la valeur la plus élevée pour la courbe de durée en surtension.

Évaluation des réglages de relais de protection

1. En utilisant les hypothèses suivantes ou les conditions de charge jugées les plus probables pour le groupe étudié, évaluer les réglages de relais de protection en tension pour les conditions initiales en régime permanent :
 - a. tous les groupes qui alimentent le même transformateur sont raccordés au réseau et en exploitation ;
 - b. tous les groupes fonctionnent à leur pleine puissance active nominale ;
 - c. le facteur de puissance mesuré aux bornes du groupe de production est de 0,95 en retard de phase (le groupe fournit de la puissance réactive au réseau) ;
 - d. le régulateur automatique de tension est en mode de réglage de tension automatique.
2. Évaluer les réglages de relais de protection en tension en prenant pour hypothèse que tout équipement supplémentaire installé à la centrale (compensateurs statiques, compensateurs synchrones, condensateurs, etc.) est disponible et fonctionne normalement.
3. Évaluer les réglages de relais de protection en tension en tenant compte des réglages réels de prise de transformateur entre les bornes du groupe de production et le point de raccordement.

Justification

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

Justification des notes de bas de page 2 et 4

L'équipe de rédaction a jugé bon de spécifier que les réglages des relais de protection qui surveillent tant les groupes de production individuels que les équipements de regroupement (y compris tout équipement de réseau collecteur d'énergie électrique hors *BES*) doivent respecter la « zone de non-déclenchement » indiquée dans les exigences afin de maintenir la fiabilité du *BES*. Si certains réglages de relais de protection qui surveillent ces éléments de l'installation étaient exclus de la présente norme, il pourrait en résulter la perte partielle ou complète de la capacité de production de l'installation décentralisée pendant une excursion de tension ou de fréquence.

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-024-2 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes
de production**

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

A. Introduction

- 1. Titre :** Aucune disposition particulière
- 2. Numéro :** Aucune disposition particulière
- 3. Objet :** Aucune disposition particulière
- 4. Applicabilité :**

Les installations visées par cette norme sont les installations du *réseau de transport principal (RTP)*.

5. Date d’entrée en vigueur :

- 5.1.** Adoption de la norme visée par la Régie de l’énergie : XX mois 20XX
 - 5.2.** Adoption de la présente annexe par la Régie de l’énergie : XX mois 20XX
 - 5.3.** Date d’entrée en vigueur au Québec de la norme visée
et de la présente annexe : XX mois 20XX
- Les exigences sont mises en application aux dates indiquées dans le tableau suivant :

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
E1 à E4	Au moins 40 % de ses installations visées	15 mois après l’entrée en vigueur de la norme
	Au moins 60 % de ses installations visées	27 mois après l’entrée en vigueur de la norme
	Au moins 80 % de ses installations visées	39 mois après l’entrée en vigueur de la norme
	100 % de ses installations visées	51 mois après l’entrée en vigueur de la norme

B. Exigences

Disposition particulière relative à l’exigence E1 :

Les centrales éoliennes, thermiques et photovoltaïques ainsi que les centrales munies de génératrices asynchrones doivent respecter les courbes à l’annexe 1, comme le prescrit l’exigence E1, sauf qu’elles peuvent être déclenchées lorsque la fréquence est $\geq 61,7$ Hz.

Dispositions particulières relatives à l’exigence E2 :

Annexe PRC-024-2-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-024-2 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

Remplacer « l'annexe 2 de la norme PRC-024 » par « l'annexe 2 de l'annexe QC-PRC-024-2 ».

Remplacer la première exception à l'exigence E2 par : « Un groupe de production peut être déclenché conformément à un *automatisme de réseau (RAS)*. »

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

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

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

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

G. Référence

Aucune disposition particulière

PRC-024 – Annexe 1

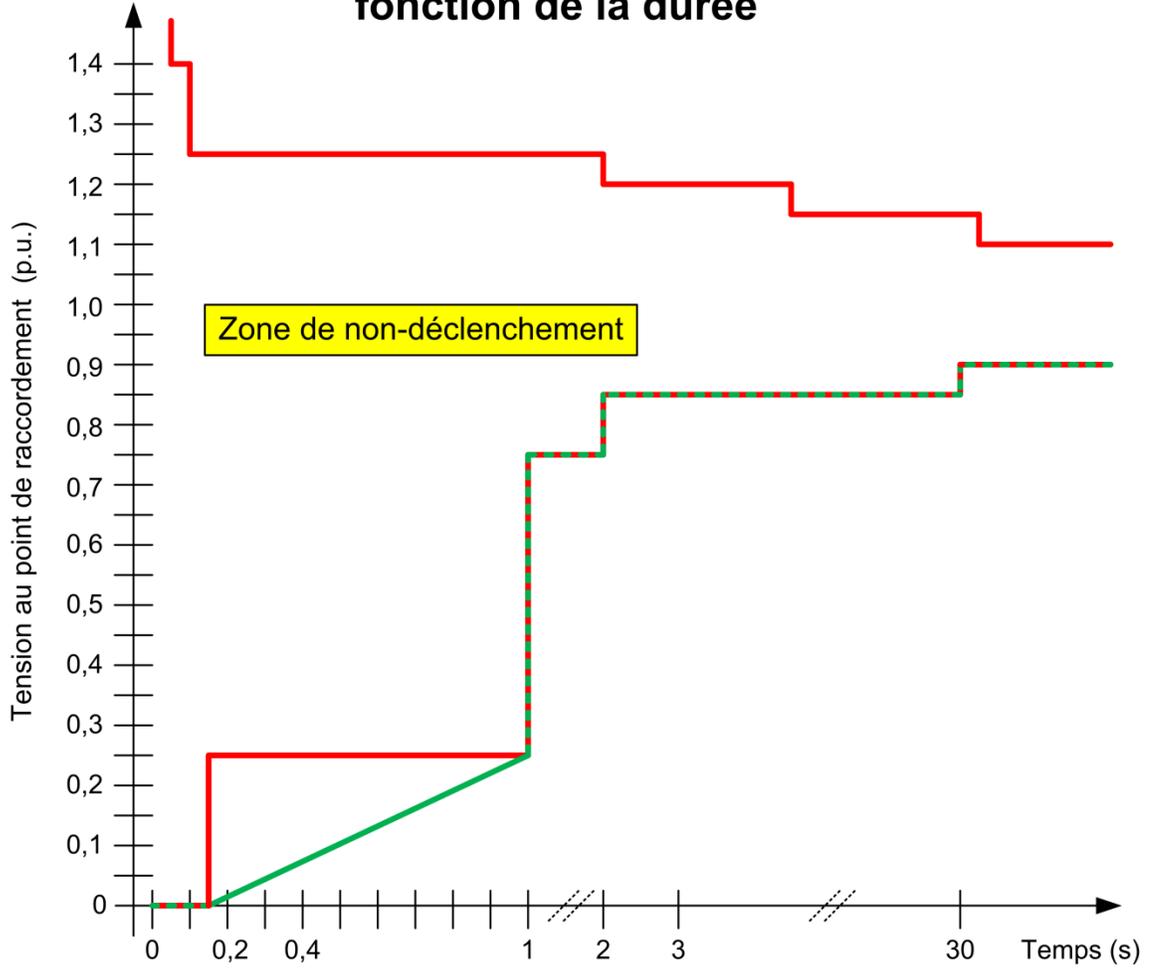
Aucune disposition particulière

PRC-024-2 – Annexe 2

Remplacer la courbe et le tableau par les éléments suivants :

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
 PRC-024-2 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes
 de production

**Courbe de tenue aux excursions de tension en
 fonction de la durée**



- Durée de la surtension.
- Durée du creux de tension, sauf pour les centrales éoliennes.
- Durée du creux de tension pour les centrales éoliennes.

Durée de tenue :

Annexe PRC-024-2-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-024-2 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

Durée de tenue aux surtensions		Durée de tenue aux creux de tension	
Tension (p.u.)	Temps (s)	Tension (p.u.)	Temps (s)
$V > 1,4$	0,033	$0,9 \leq V \leq 1,10$	permanent
$1,25 < V \leq 1,40$ (note 1)	0,10	$0,85 \leq V < 0,9$	30
$1,20 < V \leq 1,25$	2,0	$0,75 \leq V < 0,85$	2,0
$1,15 < V \leq 1,20$	30,0	$0,25 \leq V < 0,75$	1,0
$1,10 < V \leq 1,15$	300	$0 \leq V < 0,25$ (note 2)	0,15

Note 1. Un blocage temporaire est autorisé après un délai de 0,022 seconde lorsque la tension de composante directe dépasse 1,25 p.u. Le fonctionnement normal est cependant obligatoire dès que la tension redescend sous le seuil de 1,25 p.u.

Note 2. Pour les tensions d'entre 0 et 0,25 p.u., les centrales éoliennes doivent respecter la durée minimale calculée par la fonction suivante : $D = 3,4 V + 0,15$ où D est la durée minimale et V est la tension en p.u.

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	XX mois 201X	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Exploitation des groupes de production pour le maintien des programmes de tension sur le réseau
2. **Numéro :** VAR-002-4.1
3. **Objet :** Donner l'assurance que les groupes de production assurent un réglage adéquat de la puissance réactive et de la tension, compte tenu de la capacité des *installations* de production, afin de protéger l'équipement et d'assurer l'exploitation fiable de l'*Interconnexion*.
4. **Applicabilité**
 - 4.1. *Exploitant d'installation de production*
 - 4.2. *Propriétaire d'installation de production*
5. **Date d'entrée en vigueur**

Voir le plan de mise en œuvre de la norme.

B. Exigences et mesures

- E1. *L'exploitant d'installation de production* doit exploiter chaque groupe de production raccordé au réseau de transport interconnecté en mode de régulation de tension automatique (le régulateur de tension automatique est en fonction et il règle la tension) ou dans un mode de régulation différent selon les instructions de *l'exploitant de réseau de transport*, sauf : 1) si le groupe de production est exempté par *l'exploitant de réseau de transport*, ou 2) si *l'exploitant d'installation de production* a avisé *l'exploitant de réseau de transport* d'une des situations suivantes : [*Facteur de risque de non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]
 - le groupe de production fonctionne en mode de démarrage¹, de mise à l'arrêt² ou d'essai, conformément à une communication en *temps réel* ou à une procédure transmise précédemment à *l'exploitant de réseau de transport* ; ou
 - le groupe de production ne fonctionne ni en mode de régulation de tension automatique, ni dans le mode de régulation demandé par *l'exploitant de réseau de transport* pour une raison autre que le démarrage, la mise à l'arrêt ou des essais.
- M1. *L'exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a avisé *l'exploitant de réseau de transport* correspondant chaque fois qu'il n'a pas pu exploiter un groupe de production en mode de régulation de tension automatique ou dans un mode de régulation différent selon l'exigence E1. Si un groupe de production est en démarrage ou en mise à l'arrêt sans la régulation de tension automatique, ou s'il est en mode d'essai, et que *l'exploitant de réseau de transport* n'est pas avisé de l'état du régulateur de tension automatique, *l'exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a avisé *l'exploitant de réseau de transport* de sa procédure d'établissement du mode de régulation de tension automatique selon l'exigence E1. Ces pièces justificatives

-
1. On considère que le démarrage est terminé lorsque le groupe de production a atteint sa valeur de charge minimale alimentable en continu et qu'il est prêt pour un fonctionnement continu.
 2. On considère que la mise à l'arrêt commence lorsque la puissance du groupe de production a été réduite jusqu'à la charge minimale alimentable en continu et que le groupe est prêt à être mis hors réseau.

peuvent comprendre, sans s'y limiter, un document daté attestant la transmission de la procédure, comme un courriel ou une lettre auquel est jointe la procédure. Si un groupe de production est exempté, l'*exploitant d'installation de production* doit aussi avoir des pièces justificatives attestant que le groupe de production est exempté du fonctionnement en mode de régulation de tension automatique (le régulateur de tension automatique est en service et il règle la tension).

- E2.** Sauf si l'*exploitant de réseau de transport* l'en a exempté, chaque *exploitant d'installation de production* doit maintenir le programme de tension ou de *puissance réactive*³ de son ou ses groupes de production (compte tenu de la capacité de chaque *installation* de production⁴) fourni par l'*exploitant de réseau de transport*, à défaut de quoi il doit satisfaire aux exigences de notification en cas d'écarts par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant de réseau de transport*. [*Facteur de risque de non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]
- 2.1.** Si le régulateur de tension automatique d'un groupe de production est hors service ou si le groupe n'est pas équipé d'un régulateur de tension automatique, l'*exploitant d'installation de production* doit utiliser un autre moyen pour régler la puissance réactive du groupe afin de respecter le programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant du réseau de transport*.
- 2.2.** Quand il lui est ordonné de modifier la tension, l'*exploitant d'installation de production* doit exécuter la demande ou expliquer pourquoi il n'est pas possible de respecter le programme.
- 2.3.** Les *exploitants d'installation de production* qui ne surveillent pas la tension au point prescrit par leur programme de tension doivent utiliser une méthode appropriée pour convertir la tension programmée par leur *exploitant de réseau de transport* en une valeur applicable au point où la tension est effectivement mesurée.
- M2.** Afin de détecter si un groupe de production s'écarte de son programme, l'*exploitant d'installation de production* doit surveiller la tension d'après l'équipement existant dans son *installation*. L'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant que le groupe de production a maintenu le programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant de réseau de transport*, ou avoir des pièces justificatives attestant qu'il a suivi les exigences de notification des écarts par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive*.

Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, des journaux d'exploitation, des données SCADA, des relevés téléphoniques ou d'autres indications de notifications transmises à l'*exploitant de réseau de transport* ou attestant que l'*exploitant d'installation de production* s'est conformé aux directives de l'*exploitant de réseau de transport* en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive*.

3. Le programme de tension ou de *puissance réactive* est une valeur cible avec plage de tolérance ou une plage de tension ou de *puissance réactive* communiquée par l'*exploitant de réseau de transport* à l'*exploitant d'installation de production*.

4. La capacité d'une *installation* de production peut être établie au moyen d'un essai ou autrement, et peut parfois être insuffisante pour amener la tension du réseau à l'intérieur de la plage de tolérance du programme. En outre, quand un groupe de production fonctionne en régulation manuelle, la capacité de *puissance réactive* peut changer en fonction de la stabilité.

Aux fins de l'alinéa 2.1, si le régulateur de tension automatique d'un groupe de production est hors service ou si le groupe n'est pas équipé d'un tel régulateur de tension automatique, l'*exploitant d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'un autre moyen a été utilisé afin de régler la puissance réactive du groupe de façon à respecter le programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant de réseau de transport*.

Aux fins de l'alinéa 2.2, l'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a exécuté la demande de l'*exploitant de réseau de transport* de modifier la tension ou qu'il a expliqué à l'*exploitant de réseau de transport* pourquoi il n'a pas pu le faire. Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, des journaux d'exploitation, des données SCADA ou des relevés téléphoniques.

Aux fins de l'alinéa 2.3, l'*exploitant d'installation de production* qui ne surveille pas la tension au point prescrit par le programme de tension doit démontrer la méthode qu'il utilise pour convertir la tension programmée par son *exploitant de réseau de transport* à la tension au point surveillé par l'*exploitant d'installation de production*.

- E3.** Chaque *exploitant d'installation de production* doit aviser son *exploitant de réseau de transport* de tout changement d'état du régulateur de tension automatique, du stabilisateur de puissance ou de tout autre dispositif de régulation de tension dans les 30 minutes suivant ce changement. Si l'état initial est rétabli dans les 30 minutes suivant ce changement, l'*exploitant d'installation de production* n'est pas tenu d'aviser l'*exploitant de réseau de transport* du changement d'état. [Facteur de risque de non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M3.** L'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a avisé son *exploitant de réseau de transport* dans les 30 minutes suivant tout changement d'état visé par l'exigence E3. Si l'état est rétabli dans les 30 minutes, aucun avis n'est nécessaire.
- E4.** Chaque *exploitant d'installation de production* doit aviser son *exploitant de réseau de transport* dans un délai de 30 minutes après avoir constaté un changement de capacité de puissance réactive dû à des facteurs autres qu'un changement d'état décrit à l'exigence E3. Si la capacité initiale est rétablie dans les 30 minutes suivant la constatation de l'*exploitant d'installation de production*, alors l'*exploitant d'installation de production* n'est pas tenu d'informer l'*exploitant de réseau de transport* du changement de capacité de puissance réactive. [Facteur de risque de non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- La déclaration du changement d'état ou de capacité prescrite à l'exigence E4 ne s'applique pas aux groupes de production individuels des ressources de production décentralisées décrites à l'inclusion I4 de la définition du *système de production-transport d'électricité*.
- M4.** L'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a avisé son *exploitant de réseau de transport* dans un délai de 30 minutes après avoir constaté un changement de capacité de puissance réactive selon l'exigence E4. Si la capacité est rétablie dans les 30 minutes, aucun avis n'est nécessaire.

- E5.** Le *propriétaire d'installation de production* doit fournir ce qui suit à son *exploitant de réseau de transport* et à son *planificateur de réseau de transport* dans les 30 jours suivant une demande. [*Facteur de risque de non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]
- 5.1.** Pour les transformateurs élévateurs de tension et les transformateurs auxiliaires⁵ dont la tension primaire est égale ou supérieure à la tension aux bornes du groupe de production :
- 5.1.1.** les réglages de prise ;
- 5.1.2.** les plages de prise fixe disponibles ;
- 5.1.3.** les données d'impédance.
- M5.** Le *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'il a fourni à son *exploitant de réseau de transport* et à son *planificateur de réseau de transport* les renseignements sur les transformateurs élévateurs et les transformateurs auxiliaires prescrits aux alinéas 5.1.1 à 5.1.3 de l'exigence 5 dans les 30 jours civils.
- E6.** Après avoir consulté l'*exploitant de réseau de transport* sur une modification à apporter aux prises d'un transformateur élévateur, le *propriétaire d'installation de production* doit veiller à modifier les réglages de prise conformément aux prescriptions de l'*exploitant de réseau de transport*, sauf si une telle intervention est de nature à compromettre la sécurité, les caractéristiques assignées d'un équipement, une exigence réglementaire ou une obligation légale. [*Facteur de risque de non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]
- 6.1.** Si le *propriétaire d'installation de production* ne peut pas se conformer aux prescriptions de l'*exploitant de réseau de transport*, il doit aviser l'*exploitant de réseau de transport* et lui présenter une justification technique.
- M6.** Le *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant que les prises de ses transformateurs élévateurs ont été modifiées d'après la documentation de l'*exploitant de réseau de transport*, conformément à l'exigence E6. Le *propriétaire d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a avisé son *exploitant de réseau de transport* s'il n'a pas pu exécuter les modifications demandées conformément à l'alinéa 6.1 de l'exigence E6.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *surveillance de la conformité et 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.

5. Dans le cas de ressources de production décentralisées décrites à l'inclusion I4 de la définition du *système de production-transport d'électricité*, cette exigence s'applique seulement aux transformateurs dont au moins un des enroulements est à une tension de 100 kV ou plus.

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver la plus récente version de la documentation relative à ses transformateurs élévateurs et auxiliaires. L'*exploitant d'installation de production* doit conserver toute autre pièce justificative pour les années civiles courante et précédente.

Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit conserver toutes les données d'audit pendant trois ans.

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

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

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	À moins d’avoir été exempté de le faire, l’exploitant d’installation de production n’a pas exploité chaque groupe de production raccordé au réseau de transport interconnecté en mode de régulation de tension automatique ou dans un mode de réglage différent selon les instructions de l’exploitant de réseau de transport et il n’a pas avisé l’exploitant de réseau de transport dans une situation visée par l’exigence E1.
E2	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	L’exploitant d’installation de production n’a pas une méthode de conversion lorsqu’il surveille la tension à un point autre que celui spécifié dans le programme de l’exploitant de réseau de transport.	<p>L’exploitant d’installation de production n’a pas maintenu le programme de tension ou de puissance réactive fourni par l’exploitant de réseau de transport et il n’a pas transmis les notifications prescrites par l’exploitant de réseau de transport.</p> <p>OU</p> <p>L’exploitant d’installation de production n’avait pas de régulateur de tension automatique en service et l’entité responsable n’a pas utilisé d’un autre moyen pour respecter le programme de tension.</p> <p>OU</p> <p>L’exploitant d’installation de production n’a pas modifié la tension selon les</p>

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						instructions et l'entité responsable n'a pas fourni d'explication.
E3	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'exploitant d'installation de production n'a pas transmis la notification prescrite dans les 30 minutes suivant un changement d'état.
E4	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'exploitant d'installation de production n'a pas transmis la notification prescrite dans un délai de 30 minutes après avoir constaté un changement de capacité.
E5	Exploitation en temps réel	Faible	Sans objet	Sans objet	Le propriétaire d'installation de production a omis de fournir à son exploitant de réseau de transport et à son planificateur de réseau de transport un des types de données prescrits aux alinéas 5.1.1, 5.1.2 et 5.1.3 de l'exigence 5.	Le propriétaire d'installation de production a omis de fournir à son exploitant de réseau de transport et à son planificateur de réseau de transport au moins deux des types de données prescrits aux alinéas 5.1.1, 5.1.2 et 5.1.3 de l'exigence 5.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6	Exploitation en temps réel	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas veillé à ce que les réglages de prise soient modifiés selon les prescriptions de <i>l'exploitant de réseau de transport</i>.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a omis de modifier les réglages de prise et le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas présenté de justification technique pour expliquer pourquoi il ne pouvait pas se conformer aux prescriptions de <i>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 avril 2013	Modification de l'exigence E1 en réponse à une demande d'interprétation. Ajout des VRF, des horizons et des VSL approuvés précédemment. Modification de l'exigence E2 pour l'harmoniser avec l'exigence E4 de la norme VAR-001-2. Ordonnance de la FERC approuvant la norme VAR-002-2b.	Révision
3	5 mai 2014	Révision dans le cadre du projet 2013-04 en réponse à des prescriptions de l'Ordonnance 693.	Révision
3	7 mai 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	
3	1 ^{er} août 2014	Approbation par la FERC dans le cadre du dossier RD14-11-000.	

VAR-002-4.1 — Exploitation des groupes de production pour le maintien des programmes de tension sur le réseau

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
4	27 août 2014	Révision dans le cadre du projet 2014-01 afin de clarifier l'applicabilité des exigences aux ressources de production décentralisées du BES.	Révision
4	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	
4	29 mai 2015	Approbation de la VAR-002-4 par la FERC dans le cadre du dossier RD15-3-000.	
4.1	14 juin 2017	Recommandations de corrections du projet 2016-EPR-02.	Erratum
4.1	10 août 2017	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Erratum
4.1	26 septembre 2017	Approbation de la VAR-002-4.1 par la FERC, dossier RD17-7-000.	

Principes directeurs et fondements techniques

Justifications

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

Justification de l'exigence E1

Cette exigence a été maintenue, vu l'importance d'exploiter un groupe de production avec son régulateur de tension automatique en fonction et en mode de régulation de la tension ou dans un mode prescrit par le *TOP*. Cependant, l'exigence a été modifiée pour permettre les essais, et la mesure correspondante a été modifiée par l'ajout de certaines pièces justificatives qui peuvent être utilisées à des fins de conformité.

Justification de l'exigence E2

L'exigence E2 spécifie en détail comment l'*exploitant d'installation de production (GOP)* exploite son ou ses groupes afin d'assurer la stabilité de la tension, et indique dans quels cas le *GOP* doit transmettre une notification à l'*exploitant de réseau de transport (TOP)*. Soucieuse d'éviter désormais des exigences normatives de notification qui s'appliqueraient à l'ensemble du continent, l'équipe de rédaction de la norme VAR-002-3 a choisi de laisser à chaque *TOP* le soin d'établir les exigences de notification pour chacun de ses *GOP* respectifs d'après les besoins du réseau. En outre, un nouvel alinéa 2.3 précise que chaque *GOP* peut surveiller la tension au moyen de l'équipement actuel de ses installations.

Méthode de conversion : Il existe bien des façons de convertir le programme de tension d'un niveau de tension à un autre. Certaines entités peuvent choisir d'établir des courbes de régulation de tension pour leurs transformateurs ; d'autres, d'appliquer un simple coefficient ; d'autres, enfin, peuvent opter pour une méthode tout à fait différente. Aucune de ces méthodes n'est exempte de défis techniques, mais les études effectuées par le *TOP*, qui tiennent compte des contingences simples et des contingences doubles crédibles, devraient permettre de neutraliser l'erreur introduite par ces méthodes ; le *TOP* a d'ailleurs le pouvoir d'ordonner au *GOP*, s'il ne donne pas satisfaction, de modifier sa production. Pendant un événement sérieux dans le réseau, par exemple un effondrement de la tension, même un groupe de production en mode de régulation de tension automatique dont la commande est reliée au côté basse tension du transformateur élévateur pourra détecter l'événement à ce point de mesure et réagir en conséquence.

Tolérance du programme de tension : La tolérance associée à la tension cible d'un programme de tension doit tenir compte de la fluctuation anticipée de la tension dans l'*installation* du *GOP* en exploitation normale, et être basée sur l'évaluation par le *TOP* des contingences simples et des contingences doubles crédibles. Il ne faut pas confondre la plage de tolérance du programme de tension avec la bande morte programmée dans la commande du régulateur de tension automatique du *GOP*, laquelle doit agir sur le régulateur avant que l'une ou l'autre des limites de la bande de régulation du programme de tension ne soit atteinte.

Justification de l'exigence E3

Cette exigence a été modifiée de façon à rendre facultative les notifications quand un régulateur de tension automatique cesse de fonctionner puis est remis en service rapidement ; Les notifications de ce type de changement d'état n'ont guère d'intérêt pour la fiabilité, et c'est pourquoi le *GOP* dispose désormais d'un délai de 30 minutes pour régler le problème avant d'être tenu d'aviser le *TOP* d'un

changement d'état. L'exigence a aussi été modifiée afin de supprimer l'obligation de transmettre une estimation de la durée prévue du changement d'état.

Justification de l'exigence E4

Cette exigence correspond à la deuxième partie de l'exigence E3 d'une version précédente (VAR-002-2b). Elle permet aux *GOP* de ne déclarer le changement de capacité de puissance réactive qu'après l'avoir constaté. La version précédente imposait une notification dès que le changement survient, mais bien des *GOP* ne sont pas au courant d'un changement de capacité de puissance réactive tant qu'il n'a pas eu lieu.

Justification de l'exclusion à l'exigence E4

La norme VAR-002 concerne la régulation et la gestion des ressources de puissance réactive et vise à assurer la régulation de tension lorsque celle-ci a un impact sur le *BES*. Dans le cas des ressources de production décentralisées décrites à l'inclusion I4, l'exigence E4 ne s'applique pas aux groupes de production pris individuellement, étant donné les particularités et l'échelle réduite de ces ressources prises individuellement. En outre, d'autres normes, comme la norme TOP-003 proposée, exigent de *l'exploitant d'installation de production* qu'il fournisse des données en *temps réel* à la demande de *l'exploitant de réseau de transport*.

Justification de l'exigence E5

Cette exigence et la mesure correspondante ont été maintenues, car il est important d'avoir des réglages de prise exacts, sans quoi on risque un effet sur la puissance réactive produite par le groupe. L'exigence E4.1.4 (« plage de tension +/- avec pas en pourcentage, dans le cas des transformateurs avec changeur de prise en charge ») de la version précédente (VAR-002-2b) a été retirée. Le pourcentage n'est pas nécessaire puisque les réglages de prise, les plages et l'impédance sont fournis et qu'on peut au besoin, à partir de ces données, calculer le pourcentage de l'échelon de variation.

Justification de l'exclusion à l'exigence E5

L'exploitant de réseau de transport et le *planificateur de réseau de transport* ont seulement besoin d'examiner les réglages de prise, les plages de prise fixe disponibles, les données d'impédance et la plage de tension +/- avec pas en pourcentage des transformateurs avec changeur de prise en charge reliés aux principaux transformateurs élévateurs de groupe de production qui raccordent à leur réseau de transport des ressources de production décentralisées décrites à l'inclusion I4 de la définition du *système de production-transport d'électricité*. Les transformateurs des groupes individuels des ressources de production décentralisées ne sont pas destinés à améliorer la tension au point de raccordement, ni conçus ou installés à cette fin. En outre, les transformateurs des groupes individuels des ressources de production décentralisées ont généralement été exclus des exigences E4 et E5 de la norme VAR-002-2b (les exigences E5 et E6 de la norme VAR-002-3 sont semblables), car ils ne servent pas à améliorer la tension au point de raccordement.

Justification de l'exigence E6

Cette exigence et la mesure correspondante ont été maintenues, car il est important d'avoir des réglages de prise exacts, sans quoi on risque un effet sur la puissance réactive produite par le groupe.

Annexe VAR-002-4.1-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme VAR-002-4.1 – Exploitation des groupes de production pour le maintien des programmes de tension sur le réseau

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

A. Introduction

1. **Titre :** Aucune disposition particulière
2. **Numéro :** Aucune disposition particulière
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**

Les installations visées par cette norme sont les installations du réseau de transport principal (RTP).

5. **Date d'entrée en vigueur :**

- 5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX
- 5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX
- 5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée
et de la présente annexe : XX mois 20XX

B. Exigences et mesures

Disposition particulière applicable à l'exigence E2 :

Si l'exploitant d'installation de production est également propriétaire de réseau de transport, remplacer seulement le texte de l'exigence E2, sans modifier les alinéas 2.1 à 2.3, par :

- E2. Sauf si l'exploitant de réseau de transport l'en a exempté, chaque exploitant d'installation de production doit maintenir le programme de tension ou de puissance réactive³ de son ou ses groupes de production (compte tenu de la capacité de chaque installation de production⁴) fourni par l'exploitant de réseau de transport aux points de raccordement du réseau de l'exploitant d'installation de production au réseau de transport principal, à défaut de quoi il doit satisfaire aux exigences de notification en cas d'écarts par rapport au programme de tension ou de puissance réactive fourni par l'exploitant de réseau de transport.

Disposition particulière applicable aux exigences E5 et E6 :

Les propriétaires d'installation de production ne sont pas tenus de respecter l'exigence E5 et les alinéas 5.1, 5.1.1, 5.1.2 et 5.1.3 ainsi que l'exigence E6 et l'alinéa 6.1 étant donné que l'exploitant du réseau de transport donnera des consignes en fonction de la tension à maintenir sur le réseau de transport.

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
VAR-002-4.1 – Exploitation des groupes de production pour le maintien des programmes
de tension sur le réseau**

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

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

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

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	XX mois 201X	Nouvelle annexe	Nouvelle