

Normes de fiabilité de la NERC (version française)

A. Introduction

Titre : Réponse en fréquence et réglage de la compensation en fréquence

Numéro : BAL-003-1

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

Applicabilité :

1.1. Responsable de l'équilibrage

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

1.2. Groupe de partage de la réponse en fréquence

Date d'entrée en vigueur :

1.3. Dans les juridictions où une approbation réglementaire est requise, les exigences E2, E3 et E4 de cette norme entreront en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil à survenir 12 mois après l'approbation réglementaire pertinente. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas requise, les exigences E2, E3 et E4 de cette norme entreront en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil à survenir 12 mois après l'adoption par le conseil d'administration de la NERC.

1.4. Dans les juridictions où une approbation réglementaire est requise, l'exigence E1 de cette norme entrera en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil à survenir 24 mois après l'approbation réglementaire pertinente. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas requise, l'exigence E1 de cette norme entrera en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil à survenir 24 mois après l'adoption par le conseil d'administration de la NERC.

B. Exigences

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

- E2.** Chaque *responsable de l'équilibrage* qui fait partie d'une *Interconnexion* comptant plusieurs *responsables de l'équilibrage*, et qui ne reçoit pas de *service étendu de régulation* et utilise un *réglage de la compensation en fréquence* fixe doit mettre en œuvre le *réglage de la compensation en fréquence* déterminé conformément à l'annexe A – tel que validé par l'ERO – dans le calcul de son *écart de réglage de la zone (ACE)* durant la période de mise en œuvre précisée par l'ERO et doit utiliser ce *réglage de la compensation en fréquence* jusqu'à ce que son ERO lui ordonne de le changer. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- E3.** Chaque *responsable de l'équilibrage* qui fait partie d'une *Interconnexion* comptant plusieurs *responsables de l'équilibrage*, et qui ne reçoit pas de *service étendu de régulation* et utilise un *réglage de la compensation en fréquence* variable doit maintenir un *réglage de la compensation en fréquence* qui est : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- 1.1. inférieur à zéro en tout temps, et ;
 - 1.2. égal ou plus négatif que son *obligation de réponse en fréquence* lorsque la fréquence s'écarte de 60 Hz par plus de +/- 0,036 Hz.
- E4.** Chaque *responsable de l'équilibrage* qui rend un *service étendu de régulation* doit modifier son *réglage de la compensation en fréquence* utilisé dans le calcul de son ACE afin de représenter le *réglage de la compensation en fréquence* de la *zone d'équilibrage* combinée, pour être équivalent à l'un ou l'autre des éléments suivants : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- la somme des *réglages de la compensation en fréquence* tels qu'indiqués dans les formulaires « FRS Form 1 » et « FRS Form 2 » pour les *responsables de l'équilibrage* participants comme validé par l'ERO, ou ;
 - le *réglage de la compensation en fréquence* indiqué dans les formulaires « FRS Form 1 » et « FRS Form 2 » pour l'ensemble des *zones d'équilibrage* participantes.

C. Mesures

- M1.** Chaque *groupe de partage de la réponse en fréquence* ou chaque *responsable de l'équilibrage* qui n'est pas membre d'un *groupe de partage de la réponse en fréquence* doit avoir des pièces justificatives telles que des données datées et une formule documentée en format papier ou électronique attestant qu'il a réalisé une FRM annuelle (conformément aux méthodes spécifiées par l'ERO à l'annexe A avec les données du formulaire « FRS Form 1 » déclarées à l'ERO comme spécifié à l'annexe A) qui est égale ou plus négative que son FRO pour démontrer la conformité à l'exigence E1.
- M2.** Le *responsable de l'équilibrage* qui fait partie d'une *Interconnexion* comptant plusieurs *responsables de l'équilibrage* et qui ne reçoit pas de *service étendu de régulation* doit avoir des pièces justificatives telles que des documents datés en format papier ou électronique, montrant que le *réglage de la compensation en fréquence* validé par l'ERO a été mis en œuvre dans le calcul de son ACE pendant la période de mise en œuvre spécifiée ou toute autre pièce justificative pour démontrer la conformité à l'exigence E2.
- M3.** Le *responsable de l'équilibrage* qui fait partie d'une *Interconnexion* comptant plusieurs *responsables de l'équilibrage*, qui ne reçoit pas de *service étendu de régulation* et qui utilise un *réglage de la compensation en fréquence* variable doit avoir des pièces justificatives telles que des rapports datés en format papier ou électronique, attestant que la moyenne par minute civile du *réglage de la compensation en fréquence* moyen était inférieure à zéro et, pendant les périodes où la fréquence moyenne par minute civile se trouvait hors de la plage comprise entre

59,964 Hz et 60,036 Hz, était égale ou plus négative que son *obligation de réponse en fréquence* pour démontrer la conformité à l'exigence E3.

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

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

L'*entité régionale* est le responsable de la surveillance de l'application des normes, sauf si l'entité responsable travaille pour l'*entité régionale*. Lorsque l'entité responsable travaille pour l'*entité régionale*, l'*entité régionale* doit établir une entente avec l'ERO ou avec une autre entité approuvée par l'ERO et la FERC (c.à.d. une autre *entité régionale*) pour être responsable de la surveillance de l'application des normes.

1.2. Processus de surveillance et d'évaluation des normes :

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration volontaire

Plainte

1.3. Conservation des données

Les périodes de conservation des pièces justificatives suivantes identifient la période de temps pendant laquelle une entité est requise de conserver des pièces justificatives spécifiques pour démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives précisée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le responsable de la surveillance de l'application des normes peut demander à une entité de lui fournir d'autres pièces justificatives pour montrer qu'elle était conforme pendant tout le temps écoulé depuis le dernier audit.

Le *responsable de l'équilibrage* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité aux exigences E1, E2, E3 et E4, mesures M1, M2, M3 et M4 pour l'année en cours et les trois années civiles précédentes, à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui demande de conserver certaines pièces justificatives spécifiques pour une plus longue période de temps dans le cadre d'une enquête.

Le *groupe de partage de la réponse en fréquence* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E1 et à la mesure M1 pour l'année en cours et les trois années civiles précédentes, à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui demande de conserver certaines pièces justificatives spécifiques pour une plus longue période de temps dans le cadre d'une enquête.

Si un *responsable de l'équilibrage* ou un *groupe de partage de la réponse en fréquence* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à la non-conformité jusqu'à ce qu'il soit de nouveau jugé conforme ou pendant la période spécifiée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit et tous les dossiers d'audit demandés et soumis subséquentement.

1.4. Autres informations sur la conformité

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

2.0. Niveaux de gravité de la non-conformité

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	La somme des FRM des <i>responsables de l'équilibrage</i> dans une <i>Interconnexion</i> était égale ou plus négative que la IFRO de l' <i>Interconnexion</i> , et la FRM du <i>responsable de l'équilibrage</i> ou du <i>groupe de partage de la réponse en fréquence</i> était moins négative que son FRO par plus de 1 %, mais par au plus 30 % ou 15 MW/0.1Hz, selon l'écart le plus grand par rapport à son FRO.	La somme des FRM des <i>responsables de l'équilibrage</i> dans une <i>Interconnexion</i> était égale ou plus négative à la IFRO de l' <i>Interconnexion</i> , et la FRM du <i>responsable de l'équilibrage</i> ou du <i>groupe de partage de la réponse en fréquence</i> était moins négative que son FRO par plus de 30 % ou par plus de 15 MW/0.1Hz, selon l'écart le plus grand par rapport à son FRO.	La somme des FRM des <i>responsables de l'équilibrage</i> dans une <i>Interconnexion</i> n'a pas respecté sa IFRO, et la FRM du <i>responsable de l'équilibrage</i> ou du <i>groupe de partage de la réponse en fréquence</i> était moins négative que son FRO par plus de 1 %, mais au plus 30 % ou 15 MW/0.1Hz, selon l'écart le plus grand par rapport à son FRO.	La somme des FRM des <i>responsables de l'équilibrage</i> dans une <i>Interconnexion</i> n'a pas respecté sa IFRO, et la FRM du <i>responsable de l'équilibrage</i> ou du <i>groupe de partage de la réponse en fréquence</i> était moins négative que son FRO par plus de 30 % ou par plus de 15 MW/0.1Hz, selon l'écart le plus grand par rapport à son FRO.
E2	Le <i>responsable de l'équilibrage</i> d'une <i>Interconnexion</i> comptant plusieurs <i>responsables de l'équilibrage</i> qui ne reçoit pas de <i>service étendu de régulation</i> et qui utilise un <i>réglage de la compensation en fréquence</i> fixe n'a pas mis en œuvre le <i>réglage de la compensation en</i>	Le <i>responsable de l'équilibrage</i> d'une <i>Interconnexion</i> comptant plusieurs <i>responsables de l'équilibrage</i> qui ne reçoit pas de <i>service étendu de régulation</i> et qui utilise un <i>réglage de la compensation en fréquence</i> fixe a mis en œuvre le <i>réglage de la compensation en fréquence</i> validé	Le <i>responsable de l'équilibrage</i> d'une <i>Interconnexion</i> comptant plusieurs <i>responsables de l'équilibrage</i> qui ne reçoit pas de <i>service étendu de régulation</i> et qui utilise un <i>réglage de la compensation en fréquence</i> fixe a mis en œuvre le <i>réglage de la compensation en fréquence</i> validé	Le <i>responsable de l'équilibrage</i> d'une <i>Interconnexion</i> comptant plusieurs <i>responsables de l'équilibrage</i> qui ne reçoit pas de <i>service étendu de régulation</i> et qui utilise un <i>réglage de la compensation en fréquence</i> fixe a mis en œuvre le <i>réglage de la compensation en fréquence</i> validé

Norme BAL-003-1 — Réponse en fréquence et réglage de la compensation en fréquence

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
	<p><i>fréquence</i> validé dans le calcul de son ACE pendant la période de mise en œuvre spécifiée, mais l'a mis en œuvre dans les 5 jours civils après la période de mise en œuvre spécifiée par l'ERO.</p>	<p>dans le calcul de son ACE plus de 5 jours civils, mais au plus 15 jours après la période de mise en œuvre spécifiée par l'ERO.</p>	<p>dans le calcul de son ACE plus de 15 jours civils, mais au plus 25 jours après la période de mise en œuvre spécifiée par l'ERO.</p>	<p>dans le calcul de son ACE plus de 25 jours civils après la période de mise en œuvre spécifiée par l'ERO.</p>
E3	<p>Le responsable de l'équilibrage qui fait partie d'une <i>Interconnexion</i> comptant plusieurs responsables de l'équilibrage qui ne reçoit pas de <i>service étendu de régulation</i> et qui utilise un réglage de la compensation en fréquence variable pendant les périodes où la fréquence moyenne par minute civile se trouvait hors de la plage comprise entre 59,964 Hz et 60,036 Hz était moins négatif que son obligation de réponse en fréquence par plus de 1 %, mais par au plus 10 %.</p>	<p>Le responsable de l'équilibrage qui fait partie d'une <i>Interconnexion</i> comptant plusieurs responsables de l'équilibrage qui ne reçoit pas de <i>service étendu de régulation</i> et qui utilise un réglage de la compensation en fréquence variable pendant les périodes où la fréquence moyenne par minute civile se trouvait hors de la plage comprise entre 59,964 Hz et 60,036 Hz était moins négatif que son obligation de réponse en fréquence par plus de 10 %, mais par au plus 20 %.</p>	<p>Le responsable de l'équilibrage qui fait partie d'une <i>Interconnexion</i> comptant plusieurs responsables de l'équilibrage qui ne reçoit pas de <i>service étendu de régulation</i> et qui utilise un réglage de la compensation en fréquence variable pendant les périodes où la fréquence moyenne par minute civile se trouvait hors de la plage comprise entre 59,964 Hz et 60,036 Hz était moins négatif que son obligation de réponse en fréquence par plus de 20 %, mais par au plus 30 %.</p>	<p>Le responsable de l'équilibrage qui fait partie d'une <i>Interconnexion</i> comptant plusieurs responsables de l'équilibrage qui ne reçoit pas de <i>service étendu de régulation</i> et qui utilise un réglage de la compensation en fréquence variable pendant les périodes où la fréquence moyenne par minute civile se trouvait hors de la plage comprise entre 59,964 Hz et 60,036 Hz était moins négatif que son obligation de réponse en fréquence par plus de 30 %.</p>
E4	<p>Le responsable de l'équilibrage a changé incorrectement le réglage de la compensation en fréquence utilisé dans le calcul de son ACE en rendant le <i>service étendu de régulation</i> avec une erreur de réglage pour l'empreinte combinée d'au plus 10 % de la</p>	<p>Le responsable de l'équilibrage a changé incorrectement le réglage de la compensation en fréquence utilisé dans le calcul de son ACE en rendant le <i>service étendu de régulation</i> avec une erreur de réglage pour l'empreinte combinée de plus de 10 %, mais</p>	<p>Le responsable de l'équilibrage a changé incorrectement le réglage de la compensation en fréquence utilisé dans le calcul de son ACE en rendant le <i>service étendu de régulation</i> avec une erreur de réglage pour l'empreinte combinée de plus de 20 %, mais</p>	<p>Le responsable de l'équilibrage a changé incorrectement le réglage de la compensation en fréquence utilisé dans le calcul de son ACE en rendant le <i>service étendu de régulation</i> avec une erreur de réglage pour l'empreinte combinée de plus de 30 % de la</p>

Norme BAL-003-1 — Réponse en fréquence et réglage de la compensation en fréquence

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
	valeur validée ou calculée.	d'au plus 20 % de la valeur validée ou calculée.	d'au plus 30 % de la valeur validée ou calculée.	valeur validée ou calculée. OU <i>Le responsable de l'équilibrage n'a pas changé le réglage de la compensation en fréquence utilisé dans le calcul de son ACE en rendant le service étendu de régulation.</i>

E. Différences régionales

Aucune

F. Documents associés

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

« FRS Form 1 »

« FRS Form 2 »

« Frequency Response Standard Background Document »

G. Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée en vigueur	Nouveau
0	8 août 2005	Suppression du mot « proposed » dans la date d'entrée en vigueur.	Erratum
0	16 mars 2007	Approbation par la FERC – Ordonnance 693	Nouveau
0a	19 décembre 2007	Annexe 1 ajoutée – Interprétation de E3 approuvée par le conseil d'administration le 23 octobre 2007	Ajout
0a	21 juillet 2008	Approbation par la FERC de l'interprétation de E3	Ajout
0b	12 février 2008	Annexe 2 ajoutée – Interprétation de E2, E2.2, E5 et E5.1 approuvée par le conseil d'administration le 12 février 2008	Ajout

Norme BAL-003-1 — Réponse en fréquence et réglage de la compensation en fréquence

0.1b	16 janvier 2008	Section F : Ajout de « 1. »; changement du trait d'union pour un tiret demi-cadratin. Changement de du style de police pour « Appendix 1 » à Arial; mise à jour du numéro de version à « 0.1b ».	Erratum
0.1b	29 octobre 2008	Approbation de la correction de l'erratum par le conseil d'administration de la NERC	Erratum
0.1a	13 mai 2009	Approbation de la correction de l'erratum par la FERC – Version modifiée à « 0.1a » (Interprétation de E2, E2.2, E5 et E5.1 non encore approuvée)	Erratum
0.1b	21 mai 2009	Approbation de l'interprétation de E2, E2.2, E5 et E5.1 par la FERC	Ajout
1	7 février 2013	Adoptée par le conseil d'administration de la NERC	Révision complète dans le projet 2007-12
1	16 janvier 2014	Ordonnance émise par la FERC approuvant la norme BAL-003-1 (ordonnance entre en vigueur le 1 ^{er} avril 2015 pour les exigences E2, E3 et E4. L'exigence E1 entre en vigueur le 1 ^{er} avril 2016)	

Annexe A

Norme BAL-003-1 – Réponse en fréquence et réglage de la compensation en fréquence

Document de support

Obligation de réponse en fréquence de l'Interconnexion (IFRO)

L'ERO, en consultation avec des représentants régionaux, a établi un critère cible de protection contre les contingences pour chaque *Interconnexion* appelé *obligation de réponse en fréquence de l'Interconnexion* (IFRO). Les IFRO par défaut présentés au tableau 1 sont basés sur le critère de contingence des ressources (RCC), lequel correspond au plus important événement de catégorie C (N-2) identifié, sauf dans l'*Interconnexion* de l'Est, laquelle utilise le plus important événement des 10 dernières années. Un écart de fréquence maximal (MDF) est calculé en ajustant la fréquence de départ de chaque *Interconnexion* selon les éléments suivants :

- premier niveau de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) prédominant ;
- CC_{Adj} – lequel est l'ajustement pour les différences d'observation entre le point C 1 seconde et le point sous une seconde pour des événements en fréquence. Une valeur positive signifie que les données obtenues au point sous une seconde sont inférieures aux données d'une seconde ;
- CB_R – lequel est le ratio du point C sur la valeur B déterminé statistiquement ;
- BC'_{Adj} – lequel est l'ajustement déterminé statistiquement pour le nadir d'un événement étant sous la valeur B (*Interconnexion* de l'Est seulement) pendant le retrait primaire de la réponse en fréquence.

L'IFRO de chaque *Interconnexion* du tableau 1 est donc calculé en divisant le RCC (exprimé en MW) par 10 fois le MDF. Pour l'*Interconnexion* de l'Est, il y a un ajustement supplémentaire (BC'_{Adj}) pour le nadir d'un événement étant sous la valeur B en raison du retrait primaire de la réponse en fréquence. Ces IFRO incluent les ajustements pour l'incertitude à un niveau de confiance de 95 %. Des descriptions détaillées des calculs utilisés pour le tableau 1 sont définies dans le document *Procedure for ERO Support of Frequency Response and Frequency Bias Setting Standard*.

Interconnexion	Est	Ouest	ERCOT	HQ	Unités
Fréquence de départ ($F_{départ}$)	59,974	59,976	59,963	59,972	Hz
Premier niveau d'UFLS prédominant	59,5*	59,5	59,3	58,5	Hz
Écart de fréquence de base (DF_{Base})	0,474	0,476	0,663	1,472	Hz
CC_{ADJ}	0,007	0,004	0,012	s. o.	Hz
Écart de fréquence (DF_{CC})	0,467	0,472	0,651	1,472	Hz
CB_R	1,000	1,625	1,377	1,550	
Écart de fréquence (DF_{CBR})	0,467	0,291	0,473	0,949	Hz
BC'_{ADJ}	0,018	s. o.	s. o.	s. o.	Hz
Écart de fréquence max. (MDF)	0,449	0,291	0,473	0,949	
Critère de contingence des ressources (RCC)	4 500	2 740	2 750	1 700	MW
Crédit pour ressources de charge (CLR)		300	1 400**		MW
IFRO	-1 002	-840	-286	-179	MW/0,1Hz

Tableau 1 : Obligations de réponse en fréquence des Interconnexions

* Le point de consigne d'UFLS indiqué pour l'Interconnexion de l'Est est une valeur de compromis, à mi-chemin entre la fréquence stable minimale établie selon PRC-006-1 (59,3 Hz) et le réglage d'UFLS pour la protection locale de 59,7 Hz utilisé en Floride et au Manitoba.

** Dans la mesure de l'obligation de base pour l'Interconnexion ERCOT, 1 400 MW (ressources de charge déclenchées par des relais de protection en sous-fréquence à 59,70 Hz) ont été retranchés de son critère de contingence des ressources de 2 750 MW pour obtenir 239 MW/0,1Hz. Ceci a été pour tenir compte précisément du délai caractéristique de réponse des ressources de charge, moins de 30 cycles.

Une *Interconnexion* peut proposer des critères de protection différents pour l'IFRO à l'ERO en soumettant un formulaire SAR avec un document technique de support.

Obligation de réponse en fréquence (FRO) et réglage de la compensation en fréquence d'un responsable de l'équilibrage

L'ERO gèrera la procédure administrative pour l'assignation annuelle d'une FRO et la mise en œuvre d'un *réglage de la compensation en fréquence* pour chaque *responsable de l'équilibrage*. Une chronologie annuelle de toutes les activités décrites dans cette section est montrée ci-dessous.

Pour une interconnexion comptant plusieurs *responsables de l'équilibrage*, l'*obligation de réponse en fréquence* de l'*Interconnexion* montrée au tableau 1 est attribuée sur la base de la charge annuelle et de la production annuelle du responsable de l'équilibrage. L'attribution de la FRO sera basée sur la méthode suivante :

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

Où :

- Production annuelle_{BA} est la production totale annuelle des centrales de production à l'intérieur de la *zone d'équilibrage* (BAA), sur le formulaire 714 de la FERC, colonne c de la partie II-Programme 3.
- Charge annuelle_{BA} est la *charge* totale annuelle à l'intérieur de la BAA, sur le formulaire 714 de la FERC, colonne e de la partie II,-Programme 3.
- Production annuelle_{INT} est la somme de toutes les valeurs de Production annuelle_{BA} déclarées dans cette interconnexion.
- Charge annuelle_{INT} est la somme de toutes les valeurs de Charge annuelle_{BA} déclarées dans cette interconnexion.

Les données utilisées pour ce calcul proviennent du formulaire 714 le plus récemment déposé. Par exemple, une déclaration à la NERC en janvier 2013 ferait appel aux données du formulaire 714 déposé en 2012, lequel utilisait les données de 2011.

Les *responsables de l'équilibrage* qui ne sont pas sous la juridiction de la FERC devraient utiliser les instructions du formulaire 714 pour recueillir et soumettre des données équivalentes à l'ERO pour utilisation dans le processus d'attribution de la FRO.

Les *responsables de l'équilibrage* qui choisissent de former un FRSG, calculeront une FRO pour le FRSG en additionnant ensemble les FRO individuelles des *responsables de l'équilibrage*.

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

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

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

Chaque *responsable de l'équilibrage* déclare sa *mesure de la réponse en fréquence (FRM)* de l'année précédente, son *réglage de la compensation en fréquence* et le type de *compensation en fréquence* utilisé (fixe ou variable) à l'ERO chaque année pour permettre à l'ERO de valider les *réglages de la compensation en fréquence* révisés sur le formulaire FRS Form 1. Si l'ERO publie la liste officielle d'événements après la date indiquée dans le calendrier ci-dessous, les *responsables de l'équilibrage* auront 30 jours après la date de publication de l'ERO pour soumettre leur formulaire FRS Form 1.

Une fois que l'ERO a étudié les données soumises sur les formulaires FRS Form 1 et FRS Form 2 pour tous les *responsables de l'équilibrage*, l'ERO utilisera les données du formulaire FRS Form 1 pour publier les informations suivantes pour chaque *responsable de l'équilibrage* pour l'année à venir :

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

Une fois les données ci-dessus entièrement publiées, l'ERO annoncera le début de la période de trois jours de mise en œuvre pour changer le *réglage de la compensation en fréquence* s'il diffère de celui prévu dans le calendrier ci-dessous.

Un BA utilisant un *réglage de la compensation en fréquence* fixe doit fixer son *réglage de la compensation en fréquence* à la plus élevée (en valeur absolue) des deux valeurs suivantes :

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

Aux fins du calcul du *réglage de la compensation en fréquence* minimal, un *responsable de l'équilibrage* participant à un *groupe de partage de la réponse en fréquence* devra calculer sa propre *mesure de la réponse en fréquence* en utilisant les formulaires FRS Form 1 et FRS Form 2 pour déterminer son *réglage de la compensation en fréquence* minimal.

Un *responsable de l'équilibrage* fournissant un *service étendu de régulation* déclarera la pointe historique de demande et de production de ses zones de BA combinées sur le formulaire FRS Form 1, comme décrit à l'exigence E4.

Il y a des occasions où des changements sont nécessaires aux réglages de la compensation, hors de la programmation normale. Par exemple, changements de contribution change entre les *responsables de l'équilibrage* et changements majeurs dans la charge ou la production, ou formation de nouveaux *responsables de l'équilibrage*. Dans de tels cas, les *responsables de l'équilibrage* changeants travailleront de concert avec leur région, la NERC et le sous-comité sur les ressources pour confirmer les

changements appropriés aux réglages de la compensation, aux FRO, aux limites CPS et à l'équilibre des échanges involontaires.

S'il n'y a pas de changement net à la compensation totale de l'*Interconnexion*, les *responsables de l'équilibrage* impliqués s'entendront pour fixer une date de mise en œuvre des changements à leurs *réglages de la compensation en fréquence* respectifs. Les *responsables de l'équilibrage* et l'ERO s'entendront également sur l'attribution de la FRO de telle sorte que la somme reste la même.

S'il y a un changement net à la compensation totale de l'*Interconnexion*, cela entraînera un changement des limites CPS2 et de la FRO des autres *responsables de l'équilibrage* de l'*Interconnexion*. Dans ce cas, l'ERO avisera les *responsables de l'équilibrage* touchés de leur changement respectif et leur donnera une fenêtre de mise en œuvre pour effectuer les changements aux *réglages de la compensation*.

Mesure de la réponse en fréquence (FRM)

Le *responsable de l'équilibrage* calculera sa FRM à partir des données de réponse en fréquence à un événement unique (SEFRD) défini comme « l'ensemble des données relatives à un seul événement d'un *responsable de l'équilibrage* qui est utilisé pour calculer sa *réponse en fréquence*, exprimée en MW/0,1Hz », tel que calculé sur le formulaire FRS Form 2 pour chaque événement inscrit sur le formulaire FRS Form 1. Les événements sur le formulaire FRS Form 1 sont sélectionnés par l'ERO en utilisant le document *Procedure for ERO Support of Frequency Response and Frequency Bias Setting Standard*. Le SEFRD d'un *responsable de l'équilibrage* typique dans une *Interconnexion* avec plus d'un *responsable de l'équilibrage* est généralement le changement de son *échange réel net* sur ses lignes d'*interconnexion* avec les *responsables de l'équilibrage* adjacents divisé par le changement de la fréquence de l'*Interconnexion*. (Certains *responsables de l'équilibrage* peuvent choisir d'appliquer des corrections à leur *échange réel net* (NI_A) pour tenir compte de facteurs tels que des charges non conformes. Les formulaires FRS Form 1 et FRS Form 2 montrent les types d'ajustements qui sont permis. Notez qu'à l'exception de la colonne « contingent BA », tout ajustement effectué doit être fait pour tous les événements de l'année évaluée. Par exemple, si une entité a une charge non conforme et qu'elle effectue un ajustement pour un événement, tous les événements doivent faire état de la charge non conforme, même si la charge non conforme n'a pas d'impact sur le calcul. Ceci assure que les déclarations n'utilisent pas les ajustements seulement lorsqu'ils sont favorables au BA.). L'ERO utilisera un intervalle d'échantillonnage standardisé d'approximativement 16 secondes avant l'événement jusqu'au moment de l'événement pour le NI_A pré-événement, et la fréquence (valeurs A) et approximativement 20 à 52 secondes après l'événement pour le NI_A (valeurs B) dans le calcul des valeurs du SEFRD, selon le taux de balayage du système de gestion d'énergie (EMS) du *responsable de l'équilibrage*.

Tous les événements énumérés sur le formulaire FRS Form 1 doivent être inclus dans la soumission annuelle des formulaires FRS Form 1 et FRS Form 2. Le seul moment où un *responsable de l'équilibrage* devrait exclure un événement est dans le cas où ses données de lignes d'*interconnexion* ou de fréquence sont corrompues ou son EMS était indisponible. Le formulaire FRS Form 2 contient des instructions sur comment corriger les données d'un *responsable de l'équilibrage* si l'événement donné est interne au *responsable de l'équilibrage* ou si d'autres ajustements autorisés sont utilisés.

Assumant que l'entrée des données est correcte, le formulaire FRS Form 1 calculera automatiquement la FRM du *responsable de l'équilibrage* pour les 12 derniers mois comme étant la médiane des valeurs du SEFRD. Un *responsable de l'équilibrage* décidant de déclarer à titre de FRSG ou de fournisseur de *service étendu de régulation* fournira un formulaire FRS Form 1 pour l'ensemble de ses participants.

Pour permettre aux *responsables de l'équilibrage* de planifier leurs opérations, les événements avec un « point C » qui cause une baisse de la fréquence de l'*Interconnexion* en deçà de celle indiquée au tableau 1 ci-dessus (par exemple, un événement dans l'*Interconnexion* de l'Est qui fait passer la

Norme BAL-003-1 — Réponse en fréquence et réglage de la compensation en fréquence

fréquence de l'*Interconnexion* à 59,4 Hz) ou une hausse plus élevée équivalente au-dessus de 60 Hz peuvent être inclus dans la liste des événements de cette interconnexion. Toutefois, le calcul de la réponse du BA à un tel événement sera ajusté pour montrer un changement de fréquence seulement à la fréquence minimale cible montrée au tableau 1 ci-dessus (dans l'exemple donné précédemment cet ajustement montrerait la fréquence à 59,5 Hz au lieu de 59,4 Hz), ou une hausse de la fréquence d'une quantité égale. Si un tel événement survenait, l'ERO fournira des orientations additionnelles.

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

Ci-dessous est décrit le calendrier pour les échanges d'information entre l'ERO et les *responsables de l'équilibrage* (BA) pour :

- faciliter l'attribution des *obligations de réponse en fréquence* (FRO) des BA ;
- calculer la *mesure de la réponse en fréquence* (FRM) des BA ;
- déterminer le *réglage de la compensation en fréquence* (FBS) des BA.

Norme BAL-003-1 — Réponse en fréquence et réglage de la compensation en fréquence

Date cible	Activité
30 avril	L'ERO passe en revue les événements de fréquence candidats et sélectionne les événements de fréquence pour le premier trimestre (décembre à février).
10 mai	Le formulaire FRS Form 1 est publié par l'ERO avec les événements sélectionnés pour le premier trimestre pour utilisation par les BA.
15 mai	Les BA reçoivent une demande pour fournir les données de charge et de production telles que décrites à l'annexe A pour supporter l'attribution des FRO et la détermination des FBS minimaux pour les BA.
15 juillet	Les BA fournissent les données de charge et de production tel qu'indiqué à l'annexe A à l'ERO.
30 juillet	L'ERO passe en revue les événements de fréquence candidats et sélectionne les événements de fréquence pour le deuxième trimestre (mars à mai).
10 août	Le formulaire FRS Form 1 est publié par l'ERO avec les événements sélectionnés pour le premier et le second trimestre pour utilisation par les BA.
30 octobre	L'ERO passe en revue les événements de fréquence candidats et sélectionne les événements de fréquence pour le troisième trimestre (juin à août).
10 novembre	Le formulaire FRS Form 1 est publié par l'ERO avec les événements sélectionnés pour le premier, le second et le troisième trimestre pour utilisation par les BA.
20 novembre	Si nécessaire, l'ERO fournit toutes les mises à jour de <i>réponse en fréquence</i> nécessaires.
20 novembre	L'ERO fournit la responsabilité partielle de chaque BA pour la FRO et le FBS minimal de l' <i>Interconnexion</i> aux BA.
30 janvier	L'ERO passe en revue les événements de fréquence candidats et sélectionne les événements de fréquence pour le quatrième trimestre (septembre à novembre)
2 ^e jour ouvrable de février	Le formulaire FRS Form 1 est publié par l'ERO avec tous les événements sélectionnés pour l'année pour utilisation par les BA.
10 février	L'ERO attribue les valeurs de FRO aux BA pour l'année à venir.
7 mars	Les BA terminent l'échantillonnage de leur réponse en fréquence pour les quatre trimestres et le calcul de leur FBS, et transmettent leurs résultats à l'ERO.
24 mars	L'ERO valide les valeurs de FBS, calcule la somme de toutes les valeurs de FBS pour chaque <i>Interconnexion</i> et détermine les valeurs L10 pour les critères CPS-2 de chaque BA, si applicable.
À tout moment pendant les 3 premiers jours ouvrables d'avril (à moins d'indication contraire de l'ERO)	Les BA mettent en œuvre tout changement à leur FBS et à la valeur L10.

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

A. Introduction

Titre : Réponse en fréquence et réglage de la compensation en fréquence

Numéro : BAL-003-1

Objet : Aucune disposition particulière

Applicabilité : Aucune disposition particulière

Date d'entrée en vigueur :

1.3. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : le xx mois 201x

1.4. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : le xx mois 201x

1.5. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : le xx mois 201x

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

1.2. Processus de surveillance et d'évaluation des normes

Aucune disposition particulière

1.3. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents associés

Aucune disposition particulière

Norme BAL-003-1 — Réponse en fréquence et réglage de la compensation en fréquence

Annexe QC-BAL-003-1

Dispositions particulières de la norme BAL-003-1 applicables au Québec

Annexe A

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Réglage automatique de la production
2. **Numéro :** BAL-005-0.2b
3. **Objet :** Cette norme établit, en matière de *réglage automatique de la production* (AGC) d'un *responsable de l'équilibrage*, les exigences nécessaires pour calculer l'*écart de réglage de la zone* (ACE) et pour activer de façon routinière la *réserve réglante*. Elle vise aussi à garantir que toutes les installations et les charges synchronisées électriquement avec l'*Interconnexion* sont incluses dans le périmètre de comptage d'une *zone d'équilibrage*, afin que l'équilibre entre les ressources et la demande soit réalisable.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. *Responsables de l'équilibrage*
 - 4.2. *Exploitants d'installation de production*
 - 4.3. *Exploitants de réseau de transport*
 - 4.4. *Responsables de l'approvisionnement*
5. **Date d'entrée en vigueur :** 13 mai 2009

B. Exigences

- E1. Toutes les installations de production et de transport ainsi que les charges exploitées dans une *Interconnexion* doivent être incluses dans le périmètre de comptage d'une *zone d'équilibrage*.
 - E1.1. Chaque *exploitant d'installation de production* ayant des installations de production en exploitation dans une *Interconnexion* doit s'assurer que ces installations de production sont incluses dans le périmètre de comptage d'une *zone d'équilibrage*.
 - E1.2. Chaque *exploitant de réseau de transport* ayant des installations de transport en exploitation dans une *Interconnexion* doit s'assurer que ces installations de transport sont incluses dans le périmètre de comptage d'une *zone d'équilibrage*.
 - E1.3. Chaque *responsable de l'approvisionnement* dont les charges sont exploitées dans une *Interconnexion* doit s'assurer que ces charges sont incluses dans le périmètre de comptage d'une *zone d'équilibrage*.
- E2. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit maintenir une *réserve réglante* pouvant être contrôlée par l'AGC pour satisfaire à la *norme de performance du réglage*. (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)
- E3. Un *responsable de l'équilibrage* qui fournit un *service de régulation* doit s'assurer que les équipements de mesure, de communications et de contrôle sont adéquats pour prévenir que ce service mette à risque l'*Interconnexion* ou d'autres *zones d'équilibrage*.
- E4. Un *responsable de l'équilibrage* qui fournit un *service de régulation* doit aviser le *responsable de l'équilibrage – hôte* à qui il fournit le service ainsi que tout autre *responsable de l'équilibrage* intermédiaire s'il est incapable de fournir le service.
- E5. Un *responsable de l'équilibrage* qui reçoit un *service de régulation* doit s'assurer que des plans de rechange sont prévus pour remplacer le *service de régulation* si le *responsable de l'équilibrage* qui le fournit n'est plus en mesure de le faire.
- E6. L'AGC du *responsable de l'équilibrage* doit comparer l'*échange réel net* total avec l'*échange programmé net* total ainsi que l'obligation de *compensation en fréquence* pour déterminer

l'ACE du *responsable de l'équilibrage*. Les *responsables de l'équilibrage* exploitant seul et en mode asynchrone peuvent utiliser des méthodes alternatives de calcul de l'ACE telles que, mais sans s'y limiter, le réglage en mode fréquence constante. Si un *responsable de l'équilibrage* n'est pas en mesure de calculer l'ACE pendant plus de 30 minutes, il doit en aviser son *coordonnateur de la fiabilité*.

- E7.** Le *responsable de l'équilibrage* doit faire fonctionner l'AGC en continu, sauf si ce mode de fonctionnement a un impact négatif sur la fiabilité de l'*Interconnexion*. Si l'AGC cesse de fonctionner, le *responsable de l'équilibrage* doit utiliser le réglage manuel pour ajuster la production afin de maintenir l'*échange programmé net*.
- E8.** Le *responsable de l'équilibrage* doit s'assurer que l'acquisition des données pour l'ACE et son calcul s'effectuent au moins toutes les six secondes.
- E8.1.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit disposer d'un équipement de mesure de la fréquence redondant et indépendant qui permute automatiquement dès qu'une défaillance de la source primaire est détectée. L'ensemble de cette installation doit offrir une disponibilité minimale de 99,95 %.
- E9.** Le *responsable de l'équilibrage* doit inclure tous les *programmes d'échange* avec les *zones d'équilibrage adjacentes* dans le calcul de l'*échange programmé net* pour l'équation de l'ACE.
- E9.1.** Les *responsables de l'équilibrage* ayant une liaison en courant continu à haute tension (CCHT) avec un autre *responsable de l'équilibrage* raccordé en mode asynchrone à leur *Interconnexion* peuvent choisir de ne pas tenir compte du *programme d'échange* relatif à la liaison CCHT dans l'équation de l'ACE si ce *programme d'échange* est modélisé comme production ou charge interne.
- E10.** Le *responsable de l'équilibrage* doit inclure tous les *programmes dynamiques* dans le calcul de l'*échange programmé net* pour l'équation de l'ACE.
- E11.** Les *responsables de l'équilibrage* doivent inclure l'effet des taux de rampe, qui doivent être identiques et convenus entre les *responsables de l'équilibrage* concernés, dans les valeurs de l'*échange programmé* utilisées pour calculer l'ACE.
- E12.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit inclure tous les transits sur les *lignes d'interconnexion* avec les *zones d'équilibrage adjacentes* dans le calcul de l'ACE.
- E12.1.** Les *responsables de l'équilibrage* qui partagent une interconnexion doivent faire en sorte que la mesure des MW de la *ligne d'interconnexion* est transmise par télémesure aux deux centres de contrôle, et qu'elle provienne d'une source commune convenue faisant appel à un appareillage de mesure principal commun. Les *responsables de l'équilibrage* doivent faire en sorte que les données en mégawatts-heures sont transmises par télémesure ou déclarées à la fin de chaque heure.
- E12.2.** Les *responsables de l'équilibrage* doivent s'assurer que les signaux des transits de puissance et de l'ACE qui sont utilisés dans le calcul de la performance des *responsables de l'équilibrage* ou qui sont transmis pour le *service de régulation* ne sont pas filtrés avant la transmission, sauf par les *filtres antirepliement* des *lignes d'interconnexion*.
- E12.3.** Les *responsables de l'équilibrage* doivent installer un appareillage de mesure commun là où des *programmes d'échange dynamiques* ou des *pseudo-interconnexions* sont mis en oeuvre entre deux *responsables de l'équilibrage* ou plus pour livrer la puissance produite par des groupes détenus en copropriété ou pour desservir une charge éloignée.

- E13.** Chaque *responsable de l'équilibrage*, afin de déterminer l'exactitude de son équipement de contrôle, doit, chaque heure, effectuer des contrôles d'erreurs au moyen de wattheuremètres associés aux *lignes d'interconnexion* à synchronisation temporelle commune. Le *responsable de l'équilibrage* doit ajuster le paramètre (par exemple, le compteur de *ligne d'interconnexion*) de l'ACE qui est en erreur (s'il est connu) ou utiliser le terme de l'erreur de compteur d'échange (I_{ME}) dans l'équation de l'ACE afin de compenser toute erreur d'équipement jusqu'à ce que des réparations puissent être faites.
- E14.** Le *responsable de l'équilibrage* doit fournir à son personnel d'exploitation des instruments et des équipements d'enregistrement des données suffisants pour faciliter la surveillance de la performance du contrôle, la réponse de la production et l'analyse après le fait de la performance de la zone. Au minimum, le *responsable de l'équilibrage* doit fournir à son personnel d'exploitation des valeurs en temps réel pour l'ACE, la fréquence de l'*Interconnexion* et l'*échange réel net* avec chacune des *zones d'équilibrage adjacentes*.
- E15.** Le *responsable de l'équilibrage* doit fournir des alimentations de secours adéquates et fiables et il doit en faire l'essai périodiquement à son centre de contrôle et à d'autres endroits critiques pour assurer, pendant une perte de l'alimentation normale, le fonctionnement continu de l'AGC et des appareils d'enregistrement de données essentielles.
- E16.** Le *responsable de l'équilibrage* doit échantillonner les données au moins à la même périodicité que celle du calcul de l'ACE. Le *responsable de l'équilibrage* doit signaler les données manquantes ou erronées sur les affichages de l'exploitant et pour les archives. Le *responsable de l'équilibrage* doit recueillir les données coïncidentes dans toute la mesure du possible, c'est-à-dire que l'ACE, la fréquence de l'*Interconnexion*, l'*échange réel net* et les autres données doivent tous être échantillonnés en même temps.
- E17.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit, au moins annuellement, vérifier et étalonner ses dispositifs de mesure de la fréquence et de l'écart de temps en les comparant à une référence commune. Le *responsable de l'équilibrage* doit adhérer aux valeurs minimales ci-après pour les dispositifs de mesure :

Dispositif	Précision
Transducteur de fréquence numérique	$\leq 0,001\text{Hz}$
Transducteur de MW, de MVar et de tension	$\leq 0,25 \%$ de la pleine échelle
Station terminale	$\leq 0,25 \%$ de la pleine échelle
Transformateur de tension	$\leq 0,30 \%$ de la pleine échelle
Transformateur de courant	$\leq 0,50 \%$ de la pleine échelle

C. Mesures

Non spécifié.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

Les *responsables de l'équilibrage* doivent être prêts à fournir des données à la NERC de la manière suivante :

- 1.1.1** Dans un délai d'une semaine sur demande, les *responsables de l'équilibrage* doivent fournir à la NERC ou à l'*organisation régionale de fiabilité* les données sources des CPS dans des fichiers quotidiens, en format CSV

contenant les moyennes horodatées sur une minute de : 1) l'ACE et 2) l'écart de fréquence.

- 1.1.2** Dans un délai d'une semaine après la demande, les *responsables de l'équilibrage* doivent fournir à la NERC ou à l'*organisation régionale de fiabilité* les données sources de la DCS dans des fichiers de format CSV quotidiens contenant les valeurs horodatées d'échantillonnage pour 1) l'ACE et 2) l'écart de fréquence sur une période commençant deux minutes avant et se terminant trente minutes après la *perturbation* identifiée.

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

Non spécifié.

1.3. Conservation des données

- 1.3.1** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit conserver dans un format numérique, pour au moins une année, à la même fréquence de balayage à laquelle les données ont été recueillies, son ACE, sa fréquence réelle, sa *fréquence programmée*, son *échange réel net*, son *échange programmé net*, sa correction de l'erreur de compteur sur une *ligne d'interconnexion* et son *réglage de la compensation en fréquence*.

- 1.3.2** Chaque *responsable de l'équilibrage* ou *groupe de partage des réserves* doit conserver la documentation sur l'ampleur de chaque *perturbation à déclarer* ainsi que les graphiques d'ACE et/ou les échantillons qui ont servi à calculer les valeurs de rétablissement après perturbation du *responsable de l'équilibrage* ou du *groupe de partage des réserves*. Les données doivent être conservées pendant une année suivant le trimestre de déclaration pour lequel les données ont été enregistrées.

1.4. Autres informations sur la conformité

Non spécifié.

2. Niveaux de non-conformité

Non spécifié.

E. Différences régionales

Aucune identifiée.

F. Documents associés

- 1.** Annexe 1 — Interprétation de l'exigence E17 (12 février 2008).

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	8 février 2005	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Nouveau
0	1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée en vigueur	Nouveau
0	8 août 2005	Suppression du mot « proposed » dans la date d'entrée en vigueur.	Erratum
0a	19 décembre 2007	Annexe 1 ajoutée – Interprétation de E17 approuvée par le conseil d'administration le 2 mai 2006	Ajout
0a	16 janvier 2008	Section F : « 1 » ajouté, trait d'union remplacé par tiret demi-cadratin. Police de caractère de l'« Appendix 1 » remplacée par Arial.	Erratum
0b	12 février 2008	Annexe 1 remplacée – Interprétation de E17 approuvée par le conseil d'administration le 12 février 2008.	Remplacement
0.1b	29 octobre 2008	Approbation de la correction de l'erratum par le conseil d'administration de la NERC; mise à jour du numéro de version à « 0.1b »	Erratum
0.1b	13 mai 2009	Approbation de la FERC – Mise à jour de la date d'entrée en vigueur	Ajout
0.2b	8 mars 2012	Adoption de la correction de l'erratum par le comité des normes; (remplacement de l'annexe 1 par l'interprétation de E17 révisée et approuvée par la FERC et correction de la référence à la version de la norme en changeant « BAL-005-1 » par « BAL-005-0 »)	Erratum
0.2b	13 septembre 2012	Approbation de la FERC - Mise à jour de la date d'entrée en vigueur	Ajout
0.2b	7 février 2013	E2 et ses éléments associés approuvés par le conseil d'administration de la NERC pour retrait dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (Projet 2013-02) en attente de l'approbation réglementaire pertinente.	
0.2b	21 novembre 2013	E2 et ses éléments associés approuvés par la FERC pour retrait dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (Projet 2013-02) en vigueur le 21 janvier 2014.	

Annexe 1

Date d'entrée en vigueur : 27 août 2008 (É.-U.)

Interprétation de la norme BAL-005-0 Réglage automatique de la production, E17

Demande de clarification reçue de PG&E le 31 juillet 2007

PG&E demande une clarification concernant les dispositifs de mesure auxquels l'exigence s'applique, et plus particulièrement une clarification à savoir si l'exigence s'applique aux dispositifs de mesure suivants :

- Seulement aux équipements de la salle de commande d'exploitation
- Seulement aux équipements fournissant les valeurs servant à calculer l'ACE de l'AGC
- Seulement aux équipements fournissant des valeurs à son système de supervision et d'acquisition de données
- Seulement aux équipements qui sont la propriété du *responsable de l'équilibrage* ou qui sont utilisés par lui
- Seulement aux équipements neufs ou de rechange
- À tous les équipements qu'un *responsable de l'équilibrage* possède ou utilise

BAL-005-0

E17 : Chaque *responsable de l'équilibrage* doit, au moins annuellement, vérifier et étalonner ses dispositifs de mesure de la fréquence et de l'écart de temps en les comparant à une référence commune. Le *responsable de l'équilibrage* doit adhérer aux valeurs minimales ci-après pour les dispositifs de mesure :

Dispositif	Précision
Transducteur de fréquence numérique	$\leq 0,001\text{Hz}$
Transducteur de MW, de Mvar et de tension	$\leq 0,25 \%$ de la pleine échelle
Station terminale	$\leq 0,25 \%$ de la pleine échelle
Transformateur de tension	$\leq 0,30 \%$ de la pleine échelle
Transformateur de courant	$\leq 0,50 \%$ de la pleine échelle

Interprétation existante approuvée par le conseil d'administration le 2 mai 2007

L'exigence 17 de la BAL-005-0 exige que le *responsable de l'équilibrage*, au moins annuellement, vérifie et étalonne, par rapport à une référence commune, les dispositifs de sa salle de commande pour mesurer l'écart de temps et la fréquence. L'exigence se rapportant à la vérification et l'étalonnage annuels ne s'applique pas aux dispositifs à l'extérieur de la salle de commande d'exploitation.

Le tableau représente la précision nominale des dispositifs figurant sur la liste. La norme ne comporte pas d'exigence se rapportant à la vérification et l'étalonnage annuels des dispositifs figurant dans le tableau, sauf s'ils font partie des dispositifs de mesure de l'écart de temps et de la fréquence du centre de contrôle.

Interprétation fournie par le groupe d'étude sur la fréquence de la NERC le 7 septembre 2007 et révisée le 16 novembre 2007

Comme il est mentionné dans l'interprétation existante, l'exigence 17 de la norme BAL-005-0 ne s'applique qu'aux dispositifs de mesure de l'écart de temps et de la fréquence qui fournissent – dans le cas d'équipements de relève, qui pourraient fournir – des données entrant dans l'équation de l'ACE, utilisée dans les rapports ou pour la conformité, ou qui fournissent des informations en temps réel sur l'écart de temps et la fréquence au répartiteur du réseau. Les données relatives à la fréquence

qui proviennent d'autres sources et qui servent uniquement de référence sont exclues. Les dispositifs de mesure de l'écart de temps et de la fréquence peuvent ne pas nécessairement se situer dans la salle de commande d'exploitation du réseau ou être la propriété du *responsable de l'équilibrage*; cependant, le *responsable de l'équilibrage* a la responsabilité de la précision des dispositifs de mesure de l'écart de temps et de la fréquence. L'exigence E17 ne concerne aucun autre dispositif. Les autres dispositifs indiqués dans le tableau, à la suite de E17, n'ont qu'une valeur de référence et n'ont aucune exigence obligatoire relative à l'étalonnage ou à la précision.

Un équipement neuf ou de rechange remplissant les fonctions mentionnées ci-dessus exige le même étalonnage. Certains dispositifs servant à mesurer l'écart de temps et la fréquence ne peuvent pas être étalonnés. Dans ce cas, ces dispositifs doivent être soumis à une contre-vérification par rapport à des appareils dûment étalonnés et remplacés s'ils ne répondent pas au niveau requis de précision.

Norme BAL-005-0.2b — Réglage automatique de la production

Annexe QC-BAL-005-0.2b

Dispositions particulières de la norme BAL-005-0.2b applicables au Québec

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

A. Introduction

1. **Titre :** Réglage automatique de la production
2. **Numéro :** BAL-005-0.2b
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :** Aucune disposition particulière
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

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

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

Aucune disposition particulière

1.3. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Norme BAL-005-0.2b — Réglage automatique de la production

Annexe QC-BAL-005-0.2b

Dispositions particulières de la norme BAL-005-0.2b applicables au Québec

F. Documents associés

Aucune disposition particulière

Annexe 1

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	30 octobre 2013	Nouvelle annexe	Nouvelle
1	Xx mois 201x	<ul style="list-style-type: none">• Modification des dates d'adoption	

A. Introduction

1. **Titre :** Déclaration des événements
2. **Numéro :** EOP-004-2
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 insérée dans 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. **Dates d'entrée en vigueur :**

Le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après la date d'approbation de cette norme par les autorités réglementaires pertinentes. Dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, la norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après la date d'adoption de cette norme par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO.

6. **Contexte :**

La NERC a constitué en 2009 une équipe pour la demande d'autorisation de norme (SAR) afin d'étudier et proposer des révisions aux normes de fiabilité CIP-001 et EOP-004. L'équipe devait considérer les points suivants :

1. La norme CIP-001 pourrait être fusionnée avec la norme EOP-004 afin d'éliminer les redondances.
2. Les actes de sabotage doivent être déclarés au « DOE » dans le cadre de la norme EOP-004.
3. Les renvois spécifiques au formulaire du « DOE » doivent être éliminés.
4. La norme EOP-004 comportait certaines lacunes « à combler » .

Le développement incluait d'autres améliorations aux normes jugées appropriées par l'équipe de rédaction, avec le consensus des parties prenantes, en vue d'établir des normes de fiabilité du *système de production-transport d'électricité* de grande qualité, exécutoires et techniquement suffisantes.

Le SAR du projet 2009-01, déclaration des perturbations et des actes de sabotage a été passé au stade de développement de norme, en août 2009, par le Comité de la NERC. L'équipe de rédaction de norme sur la déclaration des perturbations et des actes de sabotage (DSR SDT) a été constituée vers la fin de 2009.

Le DSR SDT a développé un document conceptuel pour solliciter les commentaires des parties prenantes sur les concepts en matière de déclaration que l'équipe de rédaction de norme avait développés. Sur la feuille de route, la publication du document conceptuel recherchait les commentaires des parties prenantes qui seront utilisés par le DSR SDT pour la mise à jour ou la révision des normes CIP-001 et EOP-004. Le document conceptuel fournissait aux parties prenantes l'information de fond et la réflexion du DSR SDT. Le DSR SDT a examiné les normes existantes, le SAR, les questionnements contenus dans la base de données des questionnements de la NERC et les directives de l'Ordonnance 693 de la FERC pour déterminer un plan de cheminement prudent en respect de la révision de ces normes.

B. Exigences et mesures

- E1.** Chaque entité responsable doit avoir un plan d'exploitation de déclaration des événements conforme à l'annexe 1 de EOP-004-2 qui inclut le ou les protocoles de déclaration à l'organisation de fiabilité électrique et aux autres organisations (par exemple l'entité régionale, le personnel de l'entreprise, le coordonnateur de la fiabilité de l'entité responsable, les autorités policières ou l'autorité gouvernementale). [Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]
- M1.** Chaque entité responsable devra avoir un plan d'exploitation de déclaration des événements daté qui inclut mais sans s'y limiter, le ou les protocoles et chaque organisation identifiée pour recevoir une déclaration des événements pour les types d'événement spécifiés à l'annexe 1 de EOP-004-2 et en conformité avec l'entité responsable de la déclaration.
- E2.** Chaque entité responsable doit déclarer les événements conformément à son plan d'exploitation dans les 24 heures suivant la connaissance de l'atteinte du seuil de déclaration pour un type d'événement, ou au plus tard à la fin du jour ouvrable suivant si l'événement survient pendant une fin de semaine (reconnue comme la période comprise entre le vendredi à 16 h, heure locale, et le lundi à 8 h, heure locale). [Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon de temps : évaluation de l'exploitation]
- M2.** Chaque entité responsable doit avoir des pièces justificatives de déclaration

d'un événement, soit une copie du formulaire de l'annexe 2 de la norme EOP-004-2 dûment rempli ou un formulaire « DOE-OE-417 », soit 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 la connaissance de l'atteinte du seuil de déclaration pour un type d'événement ou au plus tard à la fin du jour ouvrable suivant si l'événement survient survenu pendant une fin de semaine (reconnue comme la période comprise entre le vendredi à 16 h, heure locale, et le lundi à 8 h, heure locale). (E2)

- E3.** Chaque entité responsable doit valider toutes les coordonnées contenues dans le plan d'exploitation établi conformément à l'exigence E1 à chaque année civile. [Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]
- M3.** Chaque entité responsable doit avoir des registres datés pour démontrer qu'elle a validé toutes les coordonnées contenues dans son plan d'exploitation à chaque année civile. Ces pièces justificatives peuvent inclure, mais sans s'y limiter, des enregistrements vocaux datés et des journaux d'exploitation ou d'autre document de communication. (E3)

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1 Responsable de la surveillance de l'application des normes

L'entité régionale doit jouer le rôle de *responsable de la surveillance de l'application des normes* (CEA), à moins que l'entité pertinente soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'entité régionale. Dans de tels cas, l'ERO ou une entité régionale approuvée par la FERC ou une autre autorité gouvernemental pertinente doit jouer le rôle de CEA.

1.2 Conservation des pièces justificatives

L'entité responsable doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant de sa conformité tel qu'indiqué ci-dessous, à moins que son *responsable de la surveillance de l'application des normes* lui ordonne de conserver des pièces justificatives spécifiques pour une plus longue période de temps dans le cadre d'une enquête :

Les périodes de conservation des pièces justificatives suivantes identifient la période de temps pendant laquelle une entité est tenue de conserver des pièces justificatives spécifiques 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 *responsable de la surveillance de l'application des normes* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives *attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.*

- 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 leur conformité depuis le dernier audit aux fins des exigences E2, E3 et des mesures M2, M3.

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 responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit et tous les dossiers d'audit demandés et présentés subséquemment.

1.3 Processus de surveillance et de mise en application des normes

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête sur la conformité

Déclaration volontaire

Plainte

1.4 Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon de temps	Facteur de risque de la non-conformité	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			Faible	Modéré	Élevé	Sévère
E1	Planification de l'exploitation	Faible	L'entité responsable avait un plan d'exploitation, mais a omis d'inclure un type d'événement applicable.	L'entité responsable avait un plan d'exploitation, mais a omis d'inclure deux types d'événement applicables.	L'entité responsable avait un plan d'exploitation, mais a omis d'inclure trois types d'événement applicables.	L'entité responsable avait un plan d'exploitation, mais a omis d'inclure quatre types d'événement applicables ou plus. OU L'entité responsable n'avait pas de plan d'exploitation de déclaration des événements.

E#	Horizon de temps	Facteur de risque de la non-conformité	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			Faible	Modéré	Élevé	Sévère
E2	<i>Évaluation de l'exploitation</i>	Moyen	<p>L'entité responsable a soumis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires exigés plus de 24 heures mais en 36 heures ou moins après l'atteinte d'un seuil de déclaration des événements.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas soumis une déclaration des événements (par écrit ou verbalement) à une des entités identifiées dans son plan d'exploitation de déclaration des événements à l'intérieur de 24 heures.</p>	<p>L'entité responsable a soumis une déclaration des événements (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires exigés plus de 36 heures mais en 48 heures ou moins après l'atteinte d'un seuil de déclaration des événements.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas soumis une déclaration des événements (par écrit ou verbalement) à deux des entités identifiées dans son plan d'exploitation de déclaration des événements à l'intérieur de 24 heures.</p>	<p>L'entité responsable a soumis une déclaration des événements (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires exigée plus de 48 heures mais en 60 heures ou moins après l'atteinte d'un seuil de déclaration des événements.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas soumis une déclaration des événements (par écrit ou verbalement) à trois des entités identifiées dans son plan d'exploitation de déclaration des événements à l'intérieur de 24 heures.</p>	<p>L'entité responsable a soumis une déclaration des événements (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires exigés plus de 60 heures après l'atteinte d'un seuil de déclaration.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas soumis une déclaration des événements (par écrit ou verbalement) à quatre des entités identifiées ou plus dans son plan d'exploitation de déclaration des événements à l'intérieur de 24 heures.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas soumis de déclaration pour un événement de l'annexe 1 de la norme EOP-004.</p>

E#	Horizon de temps	Facteur de risque de la non-conformité	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			Faible	Modéré	Élevé	Sévère
E3	<i>Planification de l'exploitation</i>	Moyen	L'entité responsable a validé toutes les coordonnées contenues dans le plan d'exploitation, mais était en retard par moins d'un mois civil. OU L'entité responsable a validé au moins 75 %, mais moins de 100 % des coordonnées contenues dans le plan d'exploitation.	L'entité responsable a validé toutes les coordonnées contenues dans le plan d'exploitation, mais était en retard par plus d'un mois civil mais par moins de deux mois civil. OU L'entité responsable a validé au moins 50 %, mais moins de 75 % des coordonnées contenues dans le plan d'exploitation.	L'entité responsable a validé toutes les coordonnées contenues dans le plan d'exploitation, mais était en retard par plus de deux mois civil mais par moins de trois mois civil. OU L'entité responsable a validé au moins 25 %, mais moins de 50 % des coordonnées contenues dans le plan d'exploitation.	L'entité responsable a validé toutes les coordonnées contenues dans le plan d'exploitation, mais était en retard de trois mois civil ou plus. OU L'entité responsable a validé moins de 25 % des coordonnées contenues dans le plan d'exploitation.

D. Différences

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Références

Principes directeurs et justification technique (annexé)

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 l'avis. Soumettre les déclarations à l'ERO par l'entremise de l'une ou l'autre des façons suivantes : courriel (systemawareness@nerc.net), télécopieur (404 446-9770) ou téléphone (404 446-9780).

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

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Domage ou destruction d'une <i>installation</i>	RC, BA, TOP	Domage ou destruction d'une <i>installation</i> dans sa zone de <i>de fiabilité</i> , dans sa zone d' <i>équilibrage</i> ou dans la zone d' <i>exploitant de réseau de transport</i> , qui entraîne des actions visant à éviter une <i>urgence sur le système de production-transport d'électricité (BES)</i> .
Domage ou destruction d'une <i>installation</i>	BA, TO, TOP, GO, GOP, DP	Domage ou destruction de son <i>installation</i> , découlant d'une action humaine délibérée avérée ou présumée.
Menaces physiques à une <i>installation</i>	BA, 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 ont le potentiel de dégrader l'exploitation normale de l' <i>installation</i> . OU Dispositif suspect ou activité suspecte dans une <i>installation</i> . Ne pas déclarer un vol sauf s'il dégrade l'exploitation normale de l' <i>installation</i> .

EOP-004-2 — Déclaration des événements

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Menaces physiques à un centre de contrôle du BES	RC, BA, TOP	Menace physique à son centre de contrôle du BES, à l'exclusion des menaces liées à une catastrophe naturelle ou aux conditions météorologiques, qui ont le potentiel de dégrader l'exploitation normale du centre de contrôle. OU Dispositif suspect ou activité suspecte dans un centre de contrôle du BES.
<i>Urgence</i> sur le BES nécessitant un appel au public pour réduire la charge	L'entité à l'origine de l'appel au public est responsable de la déclaration	Diffusion d'un appel au public en vue de réduire la charge.
<i>Urgence</i> sur le BES nécessitant un abaissement de tension sur tout le réseau	L'entité à l'origine de l'abaissement de tension est responsable de la déclaration	Abaissement de tension sur tout le réseau de 3 % ou plus.
<i>Urgence</i> sur le BES nécessitant un délestage manuel de charge ferme	L'entité à l'origine du délestage manuel est chargée de la déclaration	Délestage manuel de charge ferme ≥ 100 MW.
<i>Urgence</i> sur le BES entraînant un délestage automatique de charge ferme	DP, TOP	Délestage automatique de charge ferme ≥ 100 MW (par des automatismes de délestage en sous-tension ou en sous-fréquence, ou par des SPS/RAS).
Excursion de tension dans une <i>installation</i>	TOP	Observé dans sa zone une excursion de ± 10 % de la tension nominale pendant ≥ 15 minutes continues.
Dépassement des IROL (toutes les <i>Interconnexions</i>) ou des SOL pour les <i>chemins de transfert</i> majeurs de WECC (WECC seulement)	RC	Exploite à l'extérieur des IROL pendant une durée plus longue que la IROL T_V (toutes les <i>Interconnexions</i>) ou exploite à l'extérieur des SOL pendant plus de 30 minutes pour les <i>chemins de transfert</i> majeurs de WECC (WECC seulement).

EOP-004-2 — Déclaration des événements

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Perte de charge ferme	BA, TOP, DP	Perte de charge ferme pour ≥ 15 minutes : ≥ 300 MW pour les entités dont la demande de l'année précédente est $\geq 3\,000$; OU ≥ 200 MW pour toutes les autres entités.
Séparation du réseau (îlotage)	RC, BA, TOP	Chaque séparation entraînant la formation d'un îlot de ≥ 100 MW.
Perte de production	BA, GOP	Perte de production totale, à l'intérieur d'une minute, de : $\geq 2\,000$ MW pour les entités de l'Interconnexion de l'Est ou de l'Ouest ; OU $\geq 1\,000$ MW pour les entités de l'ERCOT ou de l'Interconnexion du Québec.
Perte totale de l'alimentation électrique externe d'une centrale nucléaire (alimentation par le réseau)	TO, TOP	Perte totale de l'alimentation électrique externe affectant une centrale nucléaire en production selon les <i>exigences relatives à l'interface de centrale nucléaire</i> .
Perte de transport	TOP	Perte imprévue dans sa zone, contraire à la conception, de trois <i>éléments</i> BES ou plus causée par une perturbation commune (à l'exclusion d'un réenclenchement automatique réussi).
Évacuation imprévue d'un centre de contrôle du BES	RC, BA, TOP	Évacuation imprévue d'une installation de centre de contrôle du BES pour une durée de 30 minutes continues ou plus.
Perte totale de capacité des communications vocales	RC, BA, TOP	Perte totale de capacité des communications vocales affectant un centre de contrôle du BES pour une durée de 30 minutes continues ou plus.

EOP-004-2 — Déclaration des événements

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Perte totale de la capacité de surveillance	RC, BA ,TOP	Perte totale de capacité de surveillance d'un centre de contrôle du BES pour une durée de 30 minutes continues ou plus, rendant inopérante la capacité d'analyse (par exemple, l'estimateur d'état ou l'analyse des contingences).

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

EOP-004 – Annexe 2 : Formulaire de déclaration des événements	
<p>Utiliser ce formulaire pour déclarer les événements. L'organisation de fiabilité électrique (ERO) acceptera le formulaire du DOE OE-417 au lieu de ce formulaire si l'entité est obligé de soumettre un rapport OE-417. Soumettre les déclarations à l'ERO par l'entremise de l'une ou l'autre des façons suivantes : courriel (systemawareness@nerc.net), télécopieur (404 446-9770) ou téléphone (404 446-9780).</p>	
Tâche	Commentaires
1.	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 : Soumis 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.	<p style="text-align: center;">Identification et description de l'événement :</p> <div style="display: flex;"> <div style="flex: 1;"> <p>(Cocher la case appropriée)</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Dommages ou destruction d'une <i>installation</i> <input type="checkbox"/> Menace physique à une <i>installation</i> <input type="checkbox"/> Menace physique à un centre de contrôle <input type="checkbox"/> <i>Urgence</i> sur le BES : <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> appel au public pour réduire la charge <input type="checkbox"/> abaissement de tension sur tout le réseau <input type="checkbox"/> délestage manuel de charge ferme <input type="checkbox"/> délestage automatique de charge ferme <input type="checkbox"/> Excursion de tension dans une <i>installation</i> <input type="checkbox"/> Dépassement des IROL (toutes les <i>Interconnexions</i>) ou des SOL pour les <i>chemins de transfert</i> majeurs de WECC (WECC seulement) <input type="checkbox"/> Perte de charge ferme <input type="checkbox"/> Séparation du réseau <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 d'un centre de contrôle <input type="checkbox"/> Perte totale de la capacité des communications vocales <input type="checkbox"/> Perte totale de la capacité de surveillance </div> <div style="flex: 1; border-left: 1px solid black; padding-left: 10px;"> Description écrite (facultative) : </div> </div>

Principe directeur et justification technique

Discussions sur l'applicabilité aux distributeurs

Le DSR SDT a inclus les distributeurs (DP) dans la liste des entités visées par la présente norme. L'équipe reconnaît que les DP ne posséderont pas tous *des installations* du BES et ne répondront pas au « seuil de déclaration » pour un des événements énumérés à l'annexe 1. Ces DP n'auront pas à soumettre de déclaration en vertu de l'exigence E2. Néanmoins, ces DP seront responsables du respect des exigences E1 et E3. Le DSR SDT n'a pas l'intention d'exiger de ces entités d'avoir un plan d'exploitation détaillé pour traiter des événements qui ne s'appliquent pas à eux. Dans de tel cas, le DSR SDT demande au DP d'avoir un plan d'exploitation très simple qui inclut une affirmation qu'il n'y a aucun des événements de l'annexe 1 qui s'applique à lui (pour respecter l'exigence E1) et que le DP révisera la liste des événements de l'annexe 1 (pour respecter l'exigence E3). L'équipe ne considère pas que cela sera un fardeau, peu importe l'entité, car le développement et la validation annuelle du plan d'exploitation ne devraient pas prendre plus de 30 minutes sur une base annuelle. Si un DP constate, pendant une revue annuelle, que des événements deviennent pertinents, il est attendu que le DP développera un plan d'exploitation plus détaillé afin de se conformer aux exigences de la norme.

Déclarations multiples par une même organisation

Pour les entités qui ont de multiples fonctions, le DSR SDT considère que ces entités n'auront à soumettre qu'une seule déclaration pour n'importe quel événement individuel. Par exemple, si une entité est enregistrée comme *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau de transport*, elle ne devrait soumettre qu'une seule déclaration pour un événement particulier plutôt que soumettre trois déclarations à titre d'entités enregistrées individuellement.

Résumé des concepts-clés

Le DSR SDT a identifié les principes suivants pour l'aider dans le développement de la norme :

- Développer un formulaire unique pour déclarer les perturbations et les événements qui menacent la fiabilité du *système de production-transport d'électricité*
- Explorer d'autres moyens d'efficacité, tels le développement d'un formulaire électronique et l'inclusion possible d'exigences régionales de déclaration
- Établir des critères clairs de déclaration
- Établir des délais uniformes de déclaration
- Définir clairement qui devra recevoir l'information et comment elle sera utilisée

Pendant le développement des concepts, le DSR SDT a tenu compte de la directive de la FERC de « définir davantage le terme sabotage ». Il y avait des préoccupations de la part des parties prenantes à l'effet que la définition pourrait être ambiguë et sujette à interprétation. Conséquemment, le DSR SDT a décidé d'éliminer le terme « sabotage » de la norme. L'équipe a estimé qu'il était presque impossible de déterminer si un acte ou un événement relevait d'un sabotage ou de vandalisme sans l'intervention des autorités policières. Le DSR SDT a estimé qu'essayer de définir le terme sabotage résulterait en une augmentation de l'ambiguïté

relativement aux événements à déclarer. Le terme « sabotage » n'est plus inclus dans la norme. Les événements énumérés à l'annexe 1 de la norme EOP-004 ont été développés afin de guider la déclaration des événements réels aussi bien que les événements pouvant avoir un impact sur la fiabilité du *système de production-transport d'électricité*. Le DSR SDT croit qu'il s'agit d'un moyen tout aussi efficace et efficient de tenir compte de la directive de la FERC.

Les types d'événements qui doivent être déclarés sont indiqués à l'annexe 1 de la norme EOP-004. Le DSR SDT s'est coordonné avec le groupe de travail sur l'analyse des événements de la NERC (NERC Events Analysis Working Group) pour développer la liste des événements qui doivent être déclarés en vertu de cette norme. L'annexe 1 de EOP-004 se rattache à ces actions ou événements qui ont eu un impact sur le *système de production-transport d'électricité*. Ces événements étaient déclarés auparavant en vertu de EOP-004-1, CIP-001-1 ou du formulaire OE-417 du département de l'Énergie (Department Of Energy). L'annexe 1 de EOP-004 couvre des éléments similaires qui pourraient avoir un impact sur le *système de production-transport d'électricité* ou ont le potentiel d'avoir un impact et devraient être déclarés.

Le DSR SDT désire clarifier que la norme proposée n'inclut aucune avis d'exploitation en temps réel pour les événements indiqués à l'annexe 1 de la norme EOP-004. La communication en temps réel est traitée et couverte par d'autres normes. La norme proposée concerne uniquement la déclaration après le fait.

Cueillette de données

Les exigences de EOP-004-1 exigent des entités de « rapidement analyser les perturbations du *système de production-transport d'électricité* sur son réseau ou dans ses installations » (exigence E2). Les exigences de EOP-004-2 spécifient que certains types d'événement doivent être déclarés mais n'exigent aucune indication sur l'analyse des événements. Les événements déclarés en vertu de EOP-004-2 peuvent donner lieu à un examen plus poussé selon le programme d'analyse d'événements de l'ERO. Si justifié, le personnel affecté au programme d'analyse d'événements pourrait réclamer que plus de données pour certains événements doivent être fournies par l'entité déclarante ou par d'autres entités touchées par l'événement. Les entités sont invitées à se familiariser avec le programme d'analyse d'événements et les règles de procédure de la NERC afin de mieux connaître les attentes du programme.

Déclaration auprès des autorités policières

L'objectif de fiabilité de EOP-004-2 est d'améliorer la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* en requérant la déclaration d'événements par les entités responsables. Certaines indisponibilités, dues notamment à des actes de vandalisme ou de terrorisme, ne sont raisonnablement pas évitables. Ceux-ci sont des types d'événements qui doivent être déclarés aux autorités policières. Les entités comptent sur les corps policiers pour intervenir et enquêter sur ces événements qui ont le potentiel de toucher une portion plus étendue du BES. L'inclusion de la déclaration auprès des autorités policières donne les moyens et soutient les principes de fiabilité telle la protection du système production-transport d'électricité contre les attaques physiques malicieuses. L'importance de la vigilance du BES à propos des menaces environnantes est essentielle à une exploitation et à une planification efficaces pour atténuer les risques potentiels pour le BES.

Parties prenantes dans le processus de déclaration

- Industrie
- NERC (ERO) , entité régionale
- FERC
- DOE
- NRC
- DHS niveau fédéral
- Services de la Sécurité intérieure - niveau des États
- Organismes de réglementation des États
- Autorités policières locales
- Autorités policières d'État ou provinciales
- FBI
- Gendarmerie royale du Canada (GRC)

Les parties prenantes ci-dessus ont un intérêt pour la déclaration en temps opportun, la communication et l'intervention en cas d'incident à une *installation*. Ces parties prenantes ont des niveaux d'imputabilité variés et ont un intérêt particulier pour la protection et l'intervention pour assurer la fiabilité du BES.

Attentes actuelles de l'industrie envers la norme CIP-001-1a :

Il est de la compréhension des participants de l'industrie qu'un acte de sabotage doit être déclaré au FBI. Le FBI dispose des pouvoirs appropriés pour enquêter sur les actes de sabotage et de terrorisme. La norme CIP-001-1a exige que des liaisons soient établis entre l'industrie et le FBI ou la GRC. Ces exigences, en vertu de la norme, manquaient de clarté et ont mené à des malentendus et à de la confusion dans l'industrie sur la manière de démontrer que cette liaison est en place et efficace. À titre d'exemple de preuve de conformité à l'exigence E4, les entités responsables ont demandé au personnel du FBI de confirmer par écrit, sur papier à en-tête du « FBI », l'existence d'une relation fonctionnelle pour la déclaration des actes de sabotage, le nombre d'années d'existence de cette relation et la validité des numéros de téléphone du « FBI ».

Coordination entre les autorités policières locales et d'État avec le FBI

Le groupe de travail conjoint sur le terrorisme (JTTF) a pris naissance avec la formation de la première équipe de travail en 1980. Les JTTF sont de petites cellules formées de personnes hautement formées, basées localement, enquêteurs dévoués, analystes, linguistes, experts en intervention tactique (SWAT) et autres spécialistes provenant de dizaines de corps policiers et d'organismes de renseignement des É.U. Le JTTF est issue d'un effort multiorganismes dirigé par le département de la Justice et le FBI visant à combiner les ressources des autorités policières fédérales, d'État et locales. La coordination et les communications sont largement assurées par l'interagence « National Joint Terrorism Task Force », opérant à partir du siège social du FBI laquelle veille à ce que les renseignements circulent librement entre les équipes JTTF locales. Ces flux d'information peuvent être très bénéfiques à l'industrie pour les activités d'analyse des renseignements, d'intervention et d'enquête. Historiquement, l'intervention la plus immédiate possible en cas d'incident dans l'industrie est celle des corps policiers locaux et d'État, en cas de

dommages présumément attribuables à un acte de vandalisme ou criminel dans des installations de l'industrie. Dépendre de la coordination JTTF entre les autorités policières locales et d'État et le FBI serait bénéfique grâce à une communication efficace et une profondeur d'enquête appropriée.

Coordination entre les corps policiers locaux et provinciaux et la GRC

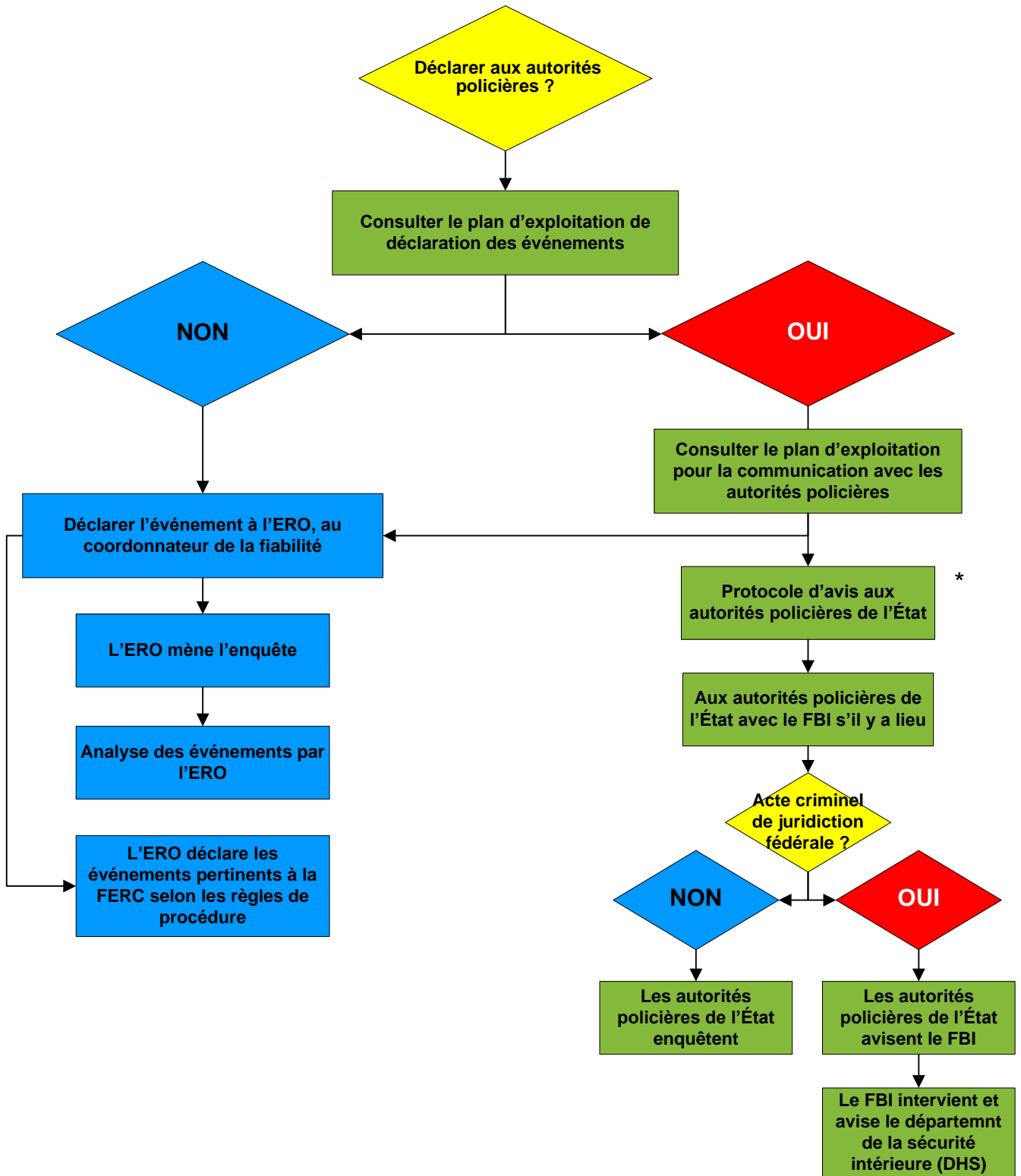
Une coordination semblable existe entre les autorités policières au Canada. Les corps policiers locaux et provinciaux se coordonnent entre eux pour enquêter sur des actes présumés de vandalisme et de sabotage. Les corps policiers provinciaux ont une entente de déclaration avec la Gendarmerie royale du Canada (GRC).

Proposition de processus de déclaration – EOP-004

Une proposition discutée avec le FBI, le personnel de la FERC, le coordonnateur des projets de normes de la NERC et le président du SDT est présentée ci-après sous la forme d'un ordigramme (hiérarchie de déclaration des événements à déclarer). Essentiellement, déclarer un événement aux autorités policières impliquera pour l'industrie d'aviser le corps policier provincial, d'État ou local. Celui-ci coordonnera ensuite les opérations avec les autorités policières ayant la juridiction voulue pour enquêter. Si le corps policier provincial, d'État ou local décide que les autorités policières fédérales ou la GRC doivent intervenir pour faire enquête, ce corps policier avisera le FBI ou la GRC et assurera la coordination.

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.

Équipe de rédaction sur la déclaration des perturbations et des actes de sabotage (projet 2009-01)

Concepts relatifs à la déclaration

Introduction

Le SAR du projet 2009-01, déclaration des perturbations et des actes de sabotage est passée au stade de développement de norme, en août 2009, par le Comité de la NERC. L'équipe de rédaction de norme sur la déclaration des perturbations et des actes de sabotage (DSR SDT) a été constituée vers la fin de 2009 et a développé des nouvelles versions de normes basées sur la demande d'autorisation de norme « SAR ».

Les normes mentionnées dans la demande d'autorisation de norme « SAR » :

- CIP-001 – Signalement des actes de sabotage
- EOP-004 – Déclaration des perturbations

Les changements n'incluent pas les avis d'exploitation en temps réel pour les types d'événements couverts par CIP-001 et EOP-004. Les exigences de déclaration en temps réel sont faites au moyen du système RCIS et sont couvertes par d'autres normes (par exemple EOP-002, Défaillances en puissance et en énergie). Ces normes portent exclusivement sur la déclaration après le fait.

Le DSR SDT a regroupé les déclarations des perturbations et des actes de sabotage dans une seule norme. Ces deux éléments ainsi que d'autres concepts-clés sont décrits dans les sections suivantes.

Résumé des concepts et des hypothèses

La norme :

- exige la déclaration d'« événements » qui nuisent ou peuvent nuire à la fiabilité du système de production-transport d'électricité
- énonce des critères de déclaration clairs
- spécifie des délais uniformes de déclaration
- identifie une applicabilité cohérente, incluant une hiérarchie de déclaration dans le cas de déclaration des perturbations
- apporte des éclaircissements sur les destinataires de l'information

Discussions sur la déclaration des perturbations

Les exigences de déclaration des perturbations existaient dans la version précédente de la norme EOP-004. La définition approuvée actuelle du terme « perturbation » dans le glossaire des termes de la NERC est la suivante :

1. Un événement imprévu qui provoque une condition anormale du réseau.
2. Toute perturbation du réseau électrique.
3. Le changement inattendu de l'ACE qui est causé par une défaillance de production ou une interruption de charge soudaine.

Des exigences de déclaration des perturbations et des critères étaient présents dans la version précédente de la norme EOP-004 et de ses annexes. Le DSR STD a discuté les besoins pour la fiabilité de déclaration de perturbation et a développé une liste d'événements qui doivent être déclarés en vertu de cette norme (EOP-004, annexe 1).

Discussions sur la déclaration des événements

Il existe des situations qui méritent d'être déclarées parce qu'elles ont le potentiel d'impacter la fiabilité.

La déclaration des événements facilite la sensibilisation de l'industrie, ce qui permet aux parties potentiellement vulnérables de se préparer et d'atténuer n'importe quel risque associé à la fiabilité. Elle fournit les données brutes, dans le cas de certaines menaces potentielles à la fiabilité, à partir desquelles, de dégager des tendances émergentes.

Exemples de tels événements incluent :

- Boulons enlevés sur les pylônes de ligne de transport°;
- Déraillement de train près d'une *installation* susceptible d'endommager directement une *installation* ou peut indirectement endommager une *installation* (par exemple, une cargaison inflammable ou toxique présentant un risque d'incendie ou causant l'évacuation d'un centre de contrôle)°;
- Destruction d'un équipement du *système de production-transport d'électricité* « BES ».

Qu'en est-il du sabotage?

Un point ressort clairement des discussions de DSR SDT concernant le sabotage : chacun a une définition différente. La norme CIP-001 en vigueur a suscité la réponse suivante de la FERC dans l'ordonnance 693, paragraphe 471, qui statue en partie : « ... *la Commission demande à l'ERO d'apporter les modifications suivantes à la norme de fiabilité dans le cadre du processus d'élaboration des normes de fiabilité : 1) définir plus précisément le sabotage et fournir des indications sur les événements déclencheurs qui pourraient obliger une entité à déclarer un événement de sabotage* ».

Souvent, la cause sous-jacente d'un événement est inconnue ou ne peut être confirmée. Le DSR SDT croit qu'en déclarer des risques importants pour le *système de production-transport d'électricité* en utilisant la catégorisation des événements de la présente norme, sera plus facile de recevoir l'information pertinente à des fins d'atténuation, de sensibilisation, et de suivi, tout en écartant l'élément distraction de la motivation.

Certains types d'événement devraient être déclarés à la NERC, au département de la Sécurité intérieure (DHS), au bureau fédéral d'investigation (FBI) et/ou aux autorités policières provinciales ou locales. Les autres types d'événement pourraient avoir des exigences de déclaration différentes. Par exemple, un événement relatif à un vol de cuivre peut simplement être déclaré aux autorités policières locales.

Utilisations potentielles de l'information déclarée

L'analyse d'événements, la corrélation des données, et la recherche de tendances sont quelques-unes des utilisations potentielles de l'information déclarée en vertu de cette norme. Cette norme

demande aux entités fonctionnelles de déclarer les incidents et de fournir l'information connue au moment de la déclaration. La collecte de données supplémentaires nécessaires pour l'analyse des événements est décrite dans le programme d'analyse des événements et dans les règles de procédure de la NERC. D'autres entités (par exemple, la NERC, les autorités policières, etc.) seront responsables d'effectuer l'analyse. Les [règles de procédure de la NERC \(section 800\)](#) donnent un aperçu des responsabilités de l'organisation de fiabilité électrique (ERO) relativement à l'analyse et à la diffusion de l'information pour la fiabilité. Les agences ayant juridiction (qui peuvent inclure le DHS, le FBI, la NERC, les RE, la FERC, les autorités provinciales de réglementation et le DOE) ont d'autres tâches et responsabilités.

Collecte de l'information déclarée ou « guichet unique »

Le DSR SDT reconnaît que certaines régions requièrent de l'information additionnelle à déclarer au-delà de ce qui est exigé par la norme EOP-004. Le DSR SDT a mis à jour la liste des événements à déclarer dans l'annexe 1 de la norme EOP-004 à partir de discussions avec les agences ayant juridiction, la NERC, les entités régionales, et des intrants des parties prenantes. Il y a une possibilité que des différences régionales continuent d'exister.

La déclaration requise par cette norme visent à répondre aux besoins et aux objectifs de la NERC. Le DSR SDT reconnaît l'existence d'autres exigences de déclaration (par exemple; déclaration DOE-417), qui peuvent dupliquer ou chevaucher l'information requise par la NERC. Dans la mesure où d'autres déclarations sont requises, le DSR SDT considère que des saisies d'information redondantes ne devraient pas être nécessaires, et que la transmission d'une alternative de déclaration sera acceptable pour la NERC pour autant que toute l'information demandée par la NERC soit soumise. Par exemple, si l'information du formulaire DOE recoupe entièrement celle exigée par la NERC, la déclaration DOE peut être envoyée à la NERC au lieu d'entrer cette information dans le formulaire de la NERC.

Justification :

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à la norme pour exposer la justification de diverses parties de la norme. Après l'approbation par le BOT, le contenu de ces zones de texte a été transféré dans cette section.

Justification pour l'exigence E1 :

L'exigence d'avoir un plan d'exploitation pour la déclaration de certains événement spécifiques fournit à l'entité une méthode qui permet à son personnel d'exploitation de reconnaître les événements qui affectent la fiabilité et d'être capable de les déclarer aux parties concernées; par exemple; les entités régionales, les *coordonnateurs de la fiabilité* concernés, les autorités policières et les autres agences ayant juridiction, s'ils sont reconnus. De plus, ces déclarations d'événements sont un intrant pour le programme d'analyse d'événements de la NERC. Les autres parties utilisent cette information pour promouvoir la fiabilité, instaurer une culture d'excellence en matière de fiabilité, favoriser la collaboration au sein de l'industrie et promouvoir une organisation continue d'apprentissage.

Chaque entité enregistrée qui possède ou exploite des éléments ou des dispositifs du réseau électrique a un processus formel ou informel, une procédure, ou des étapes à suivre pour

recueillir l'information sur ce qui s'est passé lorsque les événements arrivent. Cette exigence demande à l'entité responsable de documenter la manière dont, cette procédure, ce processus, ou ce plan est organisé. Cette documentation peut être constituée d'un seul document ou d'une combinaison de divers documents qui permettent d'atteindre l'objectif de fiabilité.

Le ou les protocoles de communication pourraient comprendre un ordinogramme du processus, la désignation du personnel interne et externe ou des entités à aviser, ou une liste du personnel avec le nom et les coordonnées de leur vis à vis. Une procédure existante qui répond aux exigences de la norme CIP-001-2a peut être incluse dans ce plan d'exploitation ainsi que d'autres processus, procédures ou plans permettant de répondre à cette exigence.

Justification pour l'exigence E2 :

Chaque entité responsable doit déclarer et communiquer les événements conformément à son plan d'exploitation basé sur l'information de l'annexe 1 de la norme EOP-004-2. En implantant le plan d'exploitation de déclaration d'événements l'entité responsable assurera la sensibilisation de la situation à l'organisation de fiabilité électrique, afin qu'elles puissent ensemble dégager des tendances et se préparer pour des prochains événements possibles et atténuer l'impact de l'événement en cours. Ceci assurera que le BES demeure sécuritaire et stable grâce aux mesures d'atténuation que l'entité responsable possède à même ses fonctions. En communiquant les événements conformément au plan d'exploitation, l'entité responsable fait en sorte que les personnes/agences soient au courant de la situation présente et puissent se préparer à atténuer les événements en cours et futurs.

Justification pour l'exigence E3 :

L'exigence E3 demande à l'entité responsable de valider les coordonnées des contacts contenues dans le plan d'exploitation, chaque année civile. Cette exigence aide à s'assurer de la mise à jour du plan et que les entités puissent déclarer adéquatement les événements afin de s'assurer de sensibiliser l'organisation de fiabilité électrique à la situation. Si une entité subit un événement, la pièce justificative de la communication de l'événement peut être utilisée pour démontrer la conformité selon l'exigence de la validation concernant les contacts spécifiques utilisés pour l'événement.

Justification pour l'annexe 1 de la norme EOP-004 :

Le DSR SDT a utilisé le terme défini « *installation* » pour ajouter de la clarté pour plusieurs des événements énumérés à l'annexe 1. Une *installation* est définie comme :

« Ensemble d'équipements électriques qui fonctionnent comme un seul élément du *système de production-transport d'électricité* (exemples : une ligne, un groupe de production, un compensateur shunt, un transformateur, etc.) »

Le DSR SDT n'a pas l'intention d'utiliser le terme *installation* pour désigner un poste électrique ou toute autre installation (pas un terme défini) qu'on peut considérer dans le jargon journalier du réseau électrique. Ceci signifie seulement une *installation* telle que définie ci-dessus.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
2		Fusion de CIP-001-2a Signalement des actes de sabotage et EOP-004-1 Déclaration des perturbations dans la norme EOP-004-2 Déclaration des événements ; retrait de CIP-001-2a Signalement des actes de sabotage et de EOP-004-1 Déclaration des perturbations.	Révision de toute de la norme (Projet 2009-01)
2	7 novembre 2012	Adoptée par le conseil d'administration de la NERC	
2	20 juin 2013	Approuvée par la FERC	

Norme EOP-004-2 — Déclaration des événements

Annexe QC-EOP-004-2

Dispositions particulières de la norme EOP-004-2 applicables au Québec

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

A. Introduction

1. **Titre :** Déclaration des événements

2. **Numéro :** EOP-004-2

3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**

Fonctions :

Aucune disposition particulière

Installation :

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).

5. **Dates d'entrée en vigueur :**

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

6. **Contexte :**

Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

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

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

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

1.2. **Conservation des pièces justificatives**

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

1.4. **Autres informations sur la conformité**

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

Norme EOP-004-2 — Déclaration des événements

Annexe QC-EOP-004-2

Dispositions particulières de la norme EOP-004-2 applicables au Québec

D. Différences

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Références

Aucune disposition particulière

EOP-004-2 – Annexe 1 : Événements à déclarer

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

Principe directeur et fondement technique

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx-mois-201X	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Exploitation sous perturbations géomagnétiques
2. **Numéro :** EOP-010-1
3. **Objet :** Atténuer les effets des perturbations géomagnétiques (GMD) en mettant en application des *plans*, des *processus* et des *procédures d'exploitation*.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 *Coordonnateur de la fiabilité*
 - 4.1.2 *Exploitant de réseau de transport dont la zone de l'exploitant de réseau de transport* comporte un transformateur de puissance dont le côté haute tension présente un enroulement en étoile avec neutre mis à la terre et dont la tension aux bornes est supérieure à 200 kV
5. **Contexte :**

Les perturbations géomagnétiques (GMD) ont le potentiel de nuire à la fiabilité des réseaux de transport interconnectés. Pendant un événement de GMD, des courants induits géomagnétiquement (GIC) peuvent entraîner une surchauffe ou des dommages du transformateur, une perte de sources de *puissance réactive*, une demande accrue en *puissance réactive* et un *fonctionnement incorrect* des *systèmes de protection* qui, en combinaison, peuvent entraîner l'effondrement de la tension et une panne de réseau.
6. **Date d'entrée en vigueur :**

Le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après la date d'approbation de cette norme par un organisme gouvernemental pertinent, ou selon les exigences applicables à un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent. Si l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, la norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après la date d'adoption de cette norme par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.

B. Exigences et mesures

- E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit élaborer, tenir à jour et mettre en application un *plan d'exploitation GMD* qui coordonne les *procédures d'exploitation* ou les *processus d'exploitation GMD* à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*. Ce *plan d'exploitation GMD* doit comprendre au minimum : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme, planification de l'exploitation, exploitation le jour même et exploitation en temps réel*]
 - E1.1. une description des activités visant à atténuer les effets des perturbations géomagnétiques sur la fiabilité du réseau de transport interconnecté à l'intérieur de la *zone de fiabilité* ;
 - E1.2. un processus d'examen par le *coordonnateur de la fiabilité* des *procédures d'exploitation* ou des *processus d'exploitation GMD* des *exploitants d'installation de transport* dans sa *zone de fiabilité*.
- M1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir un *plan d'exploitation GMD* à jour qui respecte toutes les dispositions de l'exigence E1, des pièces justificatives comme une révision ou un historique des révisions attestant que le *plan d'exploitation GMD* a été tenu à jour ; et

des pièces justificatives pour montrer que ce plan a été mis en application conformément aux dispositions comme des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux ou des transcriptions d'enregistrements vocaux datés.

- E2.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit diffuser l'information sur la prévision et la météo spatiale courante aux entités fonctionnelles identifiées comme destinataires dans son *plan d'exploitation GMD*. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : exploitation le jour même et exploitation en temps réel*]
- M2.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir des pièces justificatives comme des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions ou des communications électroniques datés attestant que l'information sur la prévision et la météo spatiale a été diffusée conformément à son *plan d'exploitation GMD*.
- E3.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit élaborer, tenir à jour et mettre en application une *procédure d'exploitation* ou un *processus d'exploitation GMD* visant à atténuer les effets des perturbations géomagnétiques sur la fiabilité de son réseau. Cette *procédure d'exploitation* ou ce *processus d'exploitation* doit comprendre au minimum : [*Facteur de risque (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme, planification de l'exploitation, exploitation le jour même et exploitation en temps réel*]
- E3.1.** les étapes ou les tâches à la réception de l'information sur la météo spatiale ;
- E3.2.** les mesures à prendre par le *répartiteur* en fonction de conditions préétablies ;
- E3.3.** les conditions de fin de la *procédure d'exploitation* ou du *processus d'exploitation*.
- M3.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir une *procédure d'exploitation* ou un *processus d'exploitation GMD* qui respectent toutes les dispositions de l'exigence E3 ; des pièces justificatives comme une révision ou un historique des révisions attestant que la *procédure d'exploitation* ou *processus d'exploitation GMD* a été tenu à jour ; et des pièces justificatives comme des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux ou des transcriptions d'enregistrements vocaux attestant que la *procédure d'exploitation* ou *processus d'exploitation* a été mis en application conformément aux dispositions.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

Le *coordonnateur de la fiabilité* et l'*exploitant de réseau de transport* doivent conserver les données ou pièces justificatives pour montrer leur conformité selon les indications ci-après, à moins que leur CEA leur demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

Les entités responsables doivent conserver les pièces justificatives documentaires pendant trois ans.

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

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

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

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformités			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification à long terme, planification de l'exploitation, exploitation le jour même et exploitation en temps réel	Moyen	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> avait un <i>plan d'exploitation GMD</i> , mais il ne l'a pas tenu à jour.	Sans objet	Le <i>plan d'exploitation GMD</i> du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas inclut un des éléments E1.1 et E1.2. de l'exigence E1.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'avait pas de <i>plan d'exploitation GMD</i> . OU Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas mis en application son <i>plan d'exploitation GMD</i> dans sa <i>zone de fiabilité</i> .
E2	Exploitation le jour même, exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas diffusé l'information sur la prévision et la météo spatiale courante à toutes les entités fonctionnelles identifiées comme destinataires dans son <i>plan d'exploitation GMD</i> .

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformités			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Planification à long terme, planification de l'exploitation, exploitation le jour même, exploitation en temps réel	Moyen	L'exploitant de réseau de transport avait une <i>procédure d'exploitation</i> ou un <i>processus d'exploitation GMD</i> , mais il ne l'a pas tenu à jour.	La <i>procédure d'exploitation</i> ou le <i>processus d'exploitation GMD</i> de l'exploitant de réseau de transport n'a pas inclut un des éléments E3.1 à E3.3 de l'exigence E3.	La <i>procédure d'exploitation</i> ou le <i>processus d'exploitation GMD</i> de l'exploitant de réseau de transport a omis au moins deux des éléments E3.1 à E3.3 de l'exigence E3.	L'exploitant réseau de transport n'avait pas de <i>procédure d'exploitation</i> ou de <i>processus d'exploitation GMD</i> . OU L'exploitant de réseau de transport n'a pas mis en application sa <i>procédure d'exploitation</i> ou son <i>processus d'exploitation GMD</i> .

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Principes directeurs et fondements techniques

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

Justification de l'exigence E1

Un *plan d'exploitation* est mis en application par l'exécution des actions qui y sont stipulées.

La coordination vise à assurer que les *procédures d'exploitation* n'entrent pas mutuellement en conflit. Un *plan d'exploitation* est tenu à jour si l'on maintient sa pertinence compte tenu de la configuration, des conditions ou de l'expérience d'exploitation du réseau, selon ce qui est nécessaire pour réaliser son but.

Les éléments de l'exigence E1 sont liés à différents horizons temporels : l'élaboration du *plan d'exploitation* GMD correspond à l'*horizon de planification à long terme* ; la tenue à jour de ce plan correspond à l'*horizon de planification de l'exploitation* ; et la mise en application de ce plan correspond aux horizons de *planification de l'exploitation*, *exploitation le jour même* et *exploitation en temps réel*.

Justification de l'exigence E2

L'exigence E2 remplace l'exigence E3 de la norme IRO-005-3.1a. La norme IRO-005-4, a été adoptée par le Conseil d'administration de la NERC et soumise à la FERC et aura pour effet de rendre caduque l'exigence E3 de la norme IRO-005-3.1a. Si la norme EOP-010-1 entre en vigueur avant le retrait de la norme IRO-005-3.1a, l'exigence E2 entrera en vigueur le premier jour suivant le retrait de la norme IRO-005-3.1a.

Les prévisions de la météo spatiale servent à informer à l'avance sur la situation et à préparer sécuritairement le réseau. Les conditions courantes de la météo spatiale servent à surveiller l'évolution d'une perturbation géomagnétique en cours.

Le *coordonnateur de la fiabilité* est responsable de la diffusion de l'information sur la météo spatiale afin d'assurer la coordination des actions et une connaissance homogène de la situation dans sa *zone de fiabilité*.

Justification de l'exigence E3

Dans l'élaboration d'une *procédure d'exploitation* ou d'un *processus d'exploitation*, l'entité peut tenir compte de facteurs qui lui sont propres, comme la géographie et la géologie ainsi que la topologie du réseau.

Une *procédure d'exploitation* ou un *processus d'exploitation* est tenu à jour si l'on maintient son applicabilité compte tenu de la configuration, des conditions ou de l'expérience d'exploitation du réseau, selon ce qui est nécessaire pour réaliser son but.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	7 novembre 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	
1	19 juin 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant EOP-010-1	

Norme EOP-010-1 — Exploitation sous perturbations géomagnétiques

Annexe QC-EOP-010-1

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

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

A. Introduction

1. **Titre :** Exploitation sous perturbations géomagnétiques
2. **Numéro :** EOP-010-1
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
Aucune disposition particulière
5. **Contexte :**
Aucune disposition particulière
6. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 6.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 6.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 6.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

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

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.
 - 1.2. **Conservation des pièces justificatives**

Aucune disposition particulière
 - 1.3. **Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité**

Aucune disposition particulière
 - 1.4. **Autres informations sur la conformité**

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Norme EOP-010-1 — Exploitation sous perturbations géomagnétiques

Annexe QC-EOP-010-1

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

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx-mois-201X	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Exigences de raccordement des installations
2. **Numéro :** FAC-001-1
3. **Objet :** Pour éviter les effets nuisibles sur la fiabilité, les *propriétaires d'installation de transport* et les *propriétaires d'installation de production* doivent établir des exigences de raccordement et de performance des *installations*.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. *Propriétaire d'installation de transport*
 - 4.2. *Propriétaire d'installation de production* visé
 - 4.2.1 *Propriétaire d'installation de production* qui a une *entente* signée pour évaluer l'impact sur la fiabilité de l'interconnexion d'une *installation* d'une tierce partie à l'*installation* existante du *propriétaire d'installation de production* qui est utilisée pour l'interconnecter aux réseaux de *transport* interconnectés.
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Dans les territoires où l'approbation réglementaire est nécessaire, les exigences applicables au *propriétaire d'installation de transport* entrent en vigueur dès l'approbation réglementaire. Dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est nécessaire, les exigences applicables au *propriétaire d'installation de transport* et à l'*entité régionale* entrent en vigueur lors de l'adoption par le conseil d'administration.
 - 5.2. Dans les territoires où l'approbation réglementaire est nécessaire, les exigences applicables au *propriétaire d'installation de production* entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir un an après la date d'approbation de la norme par les organismes gouvernementaux pertinentes. Dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est nécessaire, les exigences applicables au *propriétaire d'installation de production* entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir un an après la date d'adoption par le conseil d'administration.

B. Exigences

- E1. Le *propriétaire d'installation de transport* doit documenter, tenir à jour et publier des exigences de raccordement des *installations* pour assurer la conformité aux normes de fiabilité de la NERC, aux critères de planification et aux exigences de raccordement des *installations* des *entités régionales* et sous-régionales, de regroupement de réseaux et des *propriétaires d'installation de transport* individuels. Les exigences de raccordement des *installations* du *propriétaire d'installation de transport* doivent porter sur les exigences de raccordement :
 - 1.1. les *installations* de production ;
 - 1.2. les *installations de transport* ;
 - 1.3. les *installations* de consommation.

[VRF – Moyen]
- E2. Chaque *propriétaire d'installation de production* visé doit, dans les 45 jours après avoir signé une *entente* pour évaluer l'impact sur la fiabilité de l'interconnexion d'une *installation* d'une tierce partie à l'*installation* existante du *propriétaire d'installation de production* qui est

utilisée pour l'interconnecter aux réseaux de *transport* interconnectés (en vertu de FAC-002-1), documenter et publier ses exigences de raccordement des *installations* afin d'assurer la conformité aux normes de fiabilité de la NERC, et aux critères de planification et aux exigences relatives au raccordement des *installations* de l'*entité régionale*, de la sous-région, du regroupement des réseaux, et du *propriétaire d'installation de transport*.

[VRF – Moyen]

E3. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et chaque *propriétaire d'installation de production* visé (conformément à l'exigence E2) doivent traiter des éléments suivants dans ces exigences de raccordement des *installations* :

- 3.1.** Fournir un résumé écrit des plans visant à atteindre la performance du réseau requise, tel que décrit à l'exigence E1 ou E2, tout au long de l'horizon de planification :
 - 3.1.1.** procédures d'études conjointes et coordonnées des nouvelles *installations* et de leurs impacts sur les réseaux de *transport* interconnectés ;
 - 3.1.2.** procédures pour les avis de mise en place ou de modification d'*installations* à envoyer aux autres (ceux responsables de la fiabilité des réseaux de *transport* interconnectés) dans les plus brefs délais ;
 - 3.1.3.** niveau de tension et capacité en MW et en MVAR ou demande au point de raccordement ;
 - 3.1.4.** contraintes de disjoncteurs et protection contre les variations transitoires ;
 - 3.1.5.** protection de réseau et coordination ;
 - 3.1.6.** mesurage et télécommunications ;
 - 3.1.7.** mise à la terre et problèmes de sécurité ;
 - 3.1.8.** isolement et coordination de l'isolement ;
 - 3.1.9.** tension, puissance réactive et contrôle du facteur de puissance ;
 - 3.1.10.** impacts sur la qualité de l'onde ;
 - 3.1.11.** *caractéristiques assignées des équipements* ;
 - 3.1.12.** synchronisation des *installations* ;
 - 3.1.13.** coordination de la maintenance ;
 - 3.1.14.** problèmes d'exploitation (fréquence et tensions anormales) ;
 - 3.1.15.** exigences d'inspection des *installations* existantes et nouvelles ;
 - 3.1.16.** communications et procédures en conditions d'exploitation normale et d'urgence.

[VRF – Moyen]

E4. Le *propriétaire d'installation de transport* doit tenir à jour ses exigences de raccordement des *installations*. Le *propriétaire d'installation de transport* doit mettre la documentation de ces exigences à la disposition des utilisateurs du réseau de transport, de l'*entité régionale*, et de l'ERO sur demande (cinq jours ouvrables).

[VRF – Moyen]

C. Mesures

- M1.** Le *propriétaire d'installation de transport* doit mettre à la disposition de son responsable de la surveillance de l'application des normes des pièces justificatives qui attestent qu'il satisfait à toutes les prescriptions de l'exigence E1.
- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de production* qui a une *entente* signée pour évaluer l'impact sur la fiabilité de l'interconnexion d'une *installation* d'une tierce partie à l'*installation* existante du *propriétaire d'installation de production* qui est utilisée pour l'interconnecter aux réseaux de *transport* interconnectés doit mettre à la disposition de son responsable de la surveillance de l'application des normes des pièces justificatives qui attestent qu'il satisfait à toutes les prescriptions de l'exigence E2.
- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et chaque *propriétaire d'installation de production* visé (conformément à l'exigence E2) doit mettre à la disposition de son responsable de la surveillance de l'application des normes des pièces justificatives qui attestent qu'il satisfait à toutes les prescriptions de l'exigence E3.
- M4.** Le *propriétaire d'installation de transport* doit mettre à la disposition de son responsable de la surveillance de l'application des normes des pièces justificatives qui attestent qu'il satisfait à toutes les prescriptions de l'exigence E4.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

Responsable de la surveillance de la conformité : entité régionale

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

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquêtes sur les non-conformités

Déclaration volontaire

Plaintes

1.3. Conservation des données

Le *propriétaire d'installation de transport* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité tel qu'indiqué ci-dessous à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui demande de conserver certaines pièces justificatives spécifiques pour une plus longue période de temps dans le cadre d'une enquête :

- Le *propriétaire d'installation de transport* doit conserver les pièces justificatives de l'exigence E1, mesure M1, de l'exigence E3, mesure M3, et de l'exigence E4, mesure M4 de son dernier audit.

Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité tel qu'indiqué ci-dessous à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui demande de conserver

certaines pièces justificatives spécifiques pour une plus longue période de temps dans le cadre d'une enquête :

- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver les pièces justificatives de l'exigence E2, mesure M2, et de l'exigence E3, mesure M3 de son dernier audit.

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit et de tous les dossiers d'audit demandés et soumis subséquemment.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	Sans objet	<p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas effectué une des actions suivantes :</p> <p>Documenter ou tenir à jour ou publier des exigences de raccordement des <i>installations</i> tel que spécifié dans l'exigence</p> <p>OU</p> <p>N'a pas inclus un (1) des éléments tel que spécifié dans l'exigence E1.1, E1.2 ou E1.3.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas effectué une des actions suivantes :</p> <p>N'a pas inclus deux (2) des éléments tel que spécifié dans l'exigence E1.1, E1.2 ou E1.3.</p> <p>OU</p> <p>N'a pas documenté ou tenu à jour ou publié des exigences de raccordement des <i>installations</i> tel que spécifié dans l'exigence et n'a pas inclus un (1) des éléments tel que spécifié dans l'exigence E1.1, E1.2 ou E1.3.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas développé d'exigences de raccordement des <i>installations</i>.</p>

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E2	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas documenté et publié des exigences de raccordement des installations jusqu'à plus de 45 jours civils, mais en au plus 60 jours civils après avoir signé une entente pour évaluer l'impact sur la fiabilité de l'interconnexion d'une installation d'une tierce partie à l'installation existante du propriétaire d'installation de production qui est utilisée pour l'interconnecter aux réseaux de transport interconnectés.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas documenté et publié des exigences de raccordement des installations jusqu'à plus de 60 jours civils, mais en au plus 70 jours civils après avoir signé une entente pour évaluer l'impact sur la fiabilité de l'interconnexion d'une installation d'une tierce partie à l'installation existante du propriétaire d'installation de production qui est utilisée pour l'interconnecter aux réseaux de transport interconnectés.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas documenté et publié des exigences de raccordement des installations jusqu'à plus de 70 jours civils, mais en au plus 80 jours civils après avoir signé une entente pour évaluer l'impact sur la fiabilité de l'interconnexion d'une installation d'une tierce partie à l'installation existante du propriétaire d'installation de production qui est utilisée pour l'interconnecter aux réseaux de transport interconnectés.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas documenté et publié des exigences de raccordement des installations jusqu'à plus de 80 jours civils après avoir signé une entente pour évaluer l'impact sur la fiabilité de l'interconnexion d'une installation d'une tierce partie à l'installation existante du propriétaire d'installation de production qui est utilisé pour l'interconnecter aux réseaux de transport interconnectés.</p>
E3	<p>Les exigences de raccordement des installations de l'entité responsable ne traitent pas d'un des éléments énumérés à l'exigence E3, 3.1.1 à 3.1.16.</p>	<p>Les exigences de raccordement des installations de l'entité responsable ne traitent pas de deux des éléments énumérés à l'exigence E3, 3.1.1 à 3.1.16.</p>	<p>Les exigences de raccordement des installations de l'entité responsable ne traitent pas de trois des éléments énumérés à l'exigence E3, 3.1.1 à 3.1.16.</p>	<p>Les exigences de raccordement des installations de l'entité responsable ne traitent pas de quatre ou plus des éléments énumérés à l'exigence E3, 3.1.1 à 3.1.16.</p>
E4	<p>L'entité responsable a rendu disponibles les exigences cinq jours ouvrables ou plus, mais moins de 10 jours ouvrables après une demande.</p>	<p>L'entité responsable a rendu disponibles les exigences plus de 10 jours ouvrables, mais au plus de 20 jours ouvrables après une demande.</p>	<p>L'entité responsable a rendu disponibles les exigences plus de 20 jours ouvrables, mais au plus de 30 jours ouvrables après une demande.</p>	<p>L'entité responsable a rendu disponibles les exigences plus de 30 jours ouvrables après une demande.</p>

E. Différences régionales

1. Aucune identifiée.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée en vigueur	Nouvelle
1		Ajout des exigences pour le <i>propriétaire d'installation de production</i> et mise à jour de l'ensemble du format de la norme	Révision dans le cadre du « Project 2010-07 »
1	9 février 2012	Adoption par le conseil d'administration	
1	19 septembre 2013	Émission d'une ordonnance de la FERC le 19 septembre 2013 approuvant la norme FAC-001-1. Cette norme entre en vigueur le 25 novembre 2013 pour les <i>propriétaires d'installation de transport</i> . Pour les <i>propriétaires d'installation de production</i> , la norme entrera en vigueur le 1 janvier 2015.	

Norme FAC-001-1 — Exigences de raccordement des installations

Annexe QC-FAC-001-1

Dispositions particulières de la norme FAC-001-1 applicables au Québec

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

A. Introduction

1. **Titre :** Exigences de raccordement des installations
2. **Numéro :** FAC-001-1
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :** Aucune disposition particulière
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences

- E1. Aucune disposition particulière
- E2. Aucune disposition particulière
- E3. Aucune disposition particulière
- E4. *Le propriétaire d'installation de transport doit tenir à jour ses exigences de raccordement des installations. Le propriétaire d'installation de transport doit mettre la documentation de ces exigences à la disposition des utilisateurs du réseau de transport et de la Régie de l'énergie sur demande (cinq jours ouvrables).*

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**
 - 1.1. **Responsable de la surveillance de l'application des normes**

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de l'application de la norme de fiabilité et de son annexe qu'elle adopte.
 - 1.2. **Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité**

Aucune disposition particulière
 - 1.3. **Conservation des données**

Aucune disposition particulière
 - 1.4. **Autres informations sur la conformité**

Aucune disposition particulière
2. **Niveaux de gravité de la non-conformité**

Norme FAC-001-1 — Exigences de raccordement des installations

Annexe QC-FAC-001-1

Dispositions particulières de la norme FAC-001-1 applicables au Québec

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

- 1. Titre :** **Coordination des plans relatifs aux nouvelles installations de production, de transport, ainsi que de distribution et de consommation**
- 2. Numéro :** FAC-002-1
- 3. Objet :** Pour éviter les effets négatifs sur la fiabilité, les *propriétaires d'installation de production*, les *propriétaires de réseau de transport* et les consommateurs d'électricité doivent satisfaire aux exigences relatives au raccordement et à la performance des installations.
- 4. Applicabilité :**
 - 4.1.** *Propriétaire d'installation de production*
 - 4.2.** *Propriétaire d'installation de transport*
 - 4.3.** *Distributeur*
 - 4.4.** *Responsables de l'approvisionnement*
 - 4.5.** *Planificateur de réseau de transport*
 - 4.6.** *Responsable de la planification*
- 5. Date d'entrée en vigueur :** Le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après l'approbation réglementaire applicable ou, dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après l'adoption par le conseil d'administration.

B. Exigences

- E1.** Le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport*, le *distributeur* et le *responsable de l'approvisionnement* qui souhaitent raccorder des installations de production, de transport ainsi que de distribution et de consommation doivent chacun coordonner leurs analyses avec leur *planificateur de réseau de transport* et leur *responsable de la planification* et y collaborer. L'analyse doit comprendre :
 - E1.1.** une évaluation de l'incidence des nouvelles installations et de leur raccordement sur la fiabilité des réseaux de transport interconnectés ;
 - E1.2.** une assurance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC, aux critères de planification et aux exigences relatives au raccordement des installations de la région, de la sous-région, du regroupement des réseaux, et du réseau ;
 - E1.3.** un document attestant que les parties impliquées dans l'analyse ont coordonné l'évaluation de l'incidence des nouvelles installations sur la fiabilité des réseaux de transport interconnectés et y ont collaboré. Même si ces études peuvent être exécutées de manière indépendante, les résultats doivent être évalués et coordonnés conjointement par les entités impliquées ;
 - E1.4.** un document attestant que l'analyse comprenait des études de comportement en régime permanent, en court-circuit et en régime dynamique telles que nécessaires à l'évaluation de la performance du réseau, dans des situations normales et de contingence, conformément aux normes de fiabilité TPL-001-0, TPL-002-0 et TPL-003-0 ;

E1.5. une documentation indiquant que l'analyse comprenait les hypothèses d'études, la performance du réseau, les solutions de rechange envisagées et les recommandations coordonnées conjointement ;

E2. *Le responsable de la planification, le planificateur de réseau de transport, le propriétaire d'installation de production, le propriétaire d'installation de transport, le responsable de l'approvisionnement et le distributeur* doivent chacun conserver pendant trois ans leur documentation (concernant l'évaluation de l'incidence des nouvelles installations et de leur raccordement sur la fiabilité des réseaux de transport interconnectés) et devront fournir cette documentation aux organisations régionales de fiabilité et à la NERC sur demande (dans un délai de 30 jours civils). **(Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)**

C. Mesures

M1. La documentation du *responsable de planification, du planificateur de réseau de transport, du propriétaire d'installation de production, du propriétaire d'installation de transport, du responsable de l'approvisionnement et du distributeur* concernant leur analyse de l'incidence des nouvelles installations sur la fiabilité doit comprendre tous les points énoncés de l'exigence E1 de la norme de fiabilité FAC-002-0.

M2. *Le responsable de la planification, le planificateur de réseau de transport, le propriétaire d'installation de production, le propriétaire d'installation de transport, le responsable de l'approvisionnement et le distributeur* doivent chacun avoir une pièce justificative attestant qu'ils ont conservé leur analyse d'incidence des nouvelles installations et de leur raccordement sur la fiabilité des réseaux de transport interconnectés et qu'ils l'ont fournie aux autres entités conformément à l'exigence E2 de la norme de fiabilité FAC-002-0. **(Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)**

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

Entité régionale

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

Sans objet

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

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

1.4. Conservation des données

Pièce justificative attestant la réalisation d'une analyse de l'incidence des nouvelles installations et de leur raccordement sur la fiabilité des réseaux de transport interconnectés : trois ans.

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité de la non-conformité (aucun changement)

E. Différences régionales

1. Aucune identifiée

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée en vigueur.	Nouvelle
0	13 janvier 2006	Suppression du doublon « Regional Reliability Organizations(s) ».	Erratum
1	5 août 2010	Modifiée pour répondre aux directives du paragraphe 693 de l'ordonnance No. 693.	Révisée
1	7 février 2013	Approbation du retrait de l'exigence E2 et les éléments associés par le conseil d'administration de la NERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (« Project 2013-02 »). En attente d'approbation réglementaire.	
1	21 novembre 2013	Approbation du retrait de l'exigence E2 et les éléments associés par la FERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » («Project 2013-02 »).	

Norme FAC-002-1 — Coordination des plans pour les nouvelles installations

Annexe QC-FAC-002-1

Dispositions particulières de la norme FAC-002-1 applicables au Québec

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

A. Introduction

1. **Titre :** Coordination des plans pour les nouvelles installations de production, de transport, ainsi que de distribution et de consommation
2. **Numéro :** FAC-002-1
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
 - Fonctions**
Aucune disposition particulière
 - Installations**
La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences

- E1. Aucune disposition particulière
 - E1.1. Aucune disposition particulière
 - E1.2. Aucune disposition particulière
 - E1.3. Aucune disposition particulière
 - E1.4. Un document attestant que l'analyse comprenait des études de comportement en régime permanent, en court-circuit et en régime dynamique telles que nécessaires à l'évaluation de la performance du réseau, dans des situations normales et de contingence, conformément aux normes de fiabilité TPL-001-0.1, TPL-002-0.b et TPL-003-0a. Pour les éléments ne faisant pas partie du réseau « bulk », la conformité aux normes TPL-001-0.1, TPL-002-0.b et TPL-003-0.a n'est pas requise.
 - E1.5. Aucune disposition particulière
- E2. Aucune disposition particulière

C. Mesures

Disposition particulière applicable aux mesures M1 et M2 : la référence à la norme FAC-002-0 est remplacée par la référence à la norme FAC-002-1.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

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

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

1.4. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Norme FAC-002-1 — Coordination des plans pour les nouvelles installations

Annexe QC-FAC-002-1

Dispositions particulières de la norme FAC-002-1 applicables au Québec

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1.	L'entité responsable n'a pas réussi à inclure dans son analyse un des sous-éléments (E1.1 à E1.5).	L'entité responsable n'a pas réussi à inclure dans son analyse deux des sous-éléments (E1.1 à E1.5).	L'entité responsable n'a pas réussi à inclure dans son analyse trois des sous-éléments (E1.1 à E1.5).	L'entité responsable n'a pas réussi à inclure dans son analyse quatre ou plus des sous-éléments (E1.1 à E1.5).
E1.1.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Sans objet
E1.2.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Sans objet
E1.3.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Sans objet
E1.4.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Sans objet
E1.5.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Sans objet
E2.	L'entité responsable a fourni la documentation, plus de 30 jours civils après une demande mais en 40 jours civils ou moins.	L'entité responsable a fourni la documentation, plus de 40 jours civils après une demande mais en 50 jours civils ou moins,.	L'entité responsable a fourni la documentation, plus de 50 jours civils après une demande mais en 60 jours civils ou moins,.	L'entité responsable a fourni la documentation, plus de 60 jours civils après une demande ou a été incapable de fournir la documentation pour la période triennale requise.

Norme FAC-002-1 — Coordination des plans pour les nouvelles installations

Annexe QC-FAC-002-1

Dispositions particulières de la norme FAC-002-1 applicables au Québec

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

Dates d'entrée en vigueur

Propriétaires d'installation de production

Il y a deux dates d'entrée en vigueur associées à cette norme.

La première date d'entrée en vigueur alloue du temps aux *propriétaires d'installation de production* pour développer des stratégies, des procédures, des procédés ou des spécifications de maintenance documentés tel que décrit à l'exigence E3.

Dans les territoires où l'approbation réglementaire est nécessaire, l'exigence E3 applicable aux *propriétaires d'installation de production* entre en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil à survenir un an après la date d'approbation de la norme par les organismes gouvernementaux pertinents là où une approbation formelle de toutes les exigences est requise. Dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, l'exigence E3 entre en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil à survenir un an après la date d'approbation par le conseil d'administration de la NERC ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme « ERO ».

La seconde date d'entrée en vigueur alloue du temps aux entités pour se conformer aux exigences E1, E2, E4, E5, E6 et E7.

Dans les territoires où l'approbation réglementaire est nécessaire, les exigences E1, E2, E4, E5, E6 et E7 applicables aux *propriétaires d'installation de production* entrent en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil à survenir deux ans après la date d'approbation de la norme par les organismes gouvernementaux pertinents là où une approbation formelle de toutes les exigences est requise. Dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, les exigences E1, E2, E4, E5, E6 et E7 entrent en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil à survenir un an après la date d'approbation par le conseil d'administration de la NERC ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme « ERO ».

Dates d'entrée en vigueur pour des lignes individuelles lorsqu'elles se retrouvent dans des cas spécifiques de transition :

1. Une ligne exploitée à moins de 200 kV, désignée par le *coordonnateur de la planification* comme un élément d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* ou désignée par le « Western Electricity Coordinating Council » (WECC) comme un élément d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, devient assujettie à cette norme à la plus tardive des dates suivantes : 1) 12 mois après la date où le *coordonnateur de la planification* ou le WECC a initialement désigné la ligne comme étant un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, ou 2) le 1^{er} janvier de l'année de planification pendant laquelle la ligne est prévue être désignée comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC.
2. Une ligne exploitée à moins de 200 kV actuellement assujettie à cette norme comme un élément désigné d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC pour laquelle une date de retrait de cette désignation est spécifiée ne sera plus assujettie à cette norme à compter de cette date.

3. Une ligne exploitée à 200 kV ou plus, actuellement assujettie à cette norme, désignée comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC et pour laquelle une date de retrait de cette désignation est spécifiée sera assujettie à l'exigence E2 et ne sera plus assujettie à l'exigence E1 à compter de cette date.
4. Une ligne de transport existante exploitée à 200 kV ou plus, laquelle a été nouvellement acquise par un propriétaire d'actif et qui n'était pas préalablement assujettie à cette norme devient assujettie à cette norme 12 mois après la date d'acquisition.
5. Une ligne de transport existante exploitée à moins de 200 kV, laquelle a été nouvellement acquise par un propriétaire d'actif et qui n'était pas préalablement assujettie à cette norme, devient assujettie à cette norme 12 mois après la date d'acquisition de la ligne si au moment de l'acquisition la ligne est désignée par le *coordonnateur de la planification* comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC.

Propriétaires d'installation de transport [transféré de la norme FAC-003-2]

Cette norme entre en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil à survenir un an après la date d'approbation de la norme par les organismes gouvernementaux pertinents là où une approbation formelle de toutes les exigences est requise. Dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, la norme entre en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil à survenir un an après la date d'adoption du conseil d'administration.

Dates d'entrée en vigueur pour des lignes individuelles lorsqu'elles se retrouvent dans des cas spécifiques de transition :

1. Une ligne exploitée à moins de 200 kV, désignée par le *coordonnateur de la planification* comme un élément d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (IROL) ou désignée par le « Western Electricity Coordinating Council » (WECC) comme un élément d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, devient assujettie à cette norme à la plus tardive des dates suivantes : 1) 12 mois après la date où le *coordonnateur de la planification* ou le WECC a initialement désigné la ligne comme étant un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, ou 2) le 1er janvier de l'année de planification pendant laquelle la ligne est prévue être désignée comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC.
2. Une ligne exploitée à moins de 200 kV actuellement assujettie à cette norme comme un élément désigné d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC pour laquelle une date de retrait de cette désignation est spécifiée ne sera plus assujettie à cette norme à compter de cette date.
3. Une ligne exploitée à 200 kV ou plus, actuellement assujettie à cette norme, désignée comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC et pour laquelle une date de retrait de cette désignation est spécifiée sera assujettie à l'exigence E2 et ne sera plus assujettie à l'exigence E1 à compter de cette date.
4. Une ligne de transport existante exploitée à 200 kV ou plus, laquelle a été nouvellement acquise par un propriétaire d'actif et qui n'était pas préalablement assujettie à cette norme devient assujettie à cette norme 12 mois après la date d'acquisition.
5. Une ligne de transport existante exploitée à moins de 200 kV, laquelle a été nouvellement acquise par un propriétaire d'actif et qui n'était pas préalablement assujettie à cette norme, devient assujettie à cette norme 12 mois après la date d'acquisition de la ligne si au moment de

l'acquisition la ligne est désignée par le *coordonnateur de la planification* comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC.

A. Introduction

1. **Titre :** Maîtrise de la végétation du transport
2. **Numéro :** FAC-003-3
3. **Objet :** Maintenir un réseau de transport d'électricité fiable en utilisant une stratégie de défense en profondeur pour maîtriser la végétation localisée dans les *emprises* de lignes de transport et pour limiter les empiètements par la végétation localisée en bordure de l'*emprise*, et ainsi prévenir les risques de déclenchements reliés à la végétation qui pourraient mener à des *déclenchements en cascade*.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 *Propriétaires d'installation de transport* visés
 - 4.1.1.1 *Propriétaires d'installation de transport* qui possèdent des *installations de transport* définies à la section 4.2.
 - 4.1.2 *Propriétaires d'installation de production* visés
 - 4.1.2.1 *Propriétaires d'installation de production* qui possèdent des *installations de production* définies à la section 4.3.
 - 4.2. **Installations de transport :** Définies ci-dessous (appelées « lignes visées »), incluant, mais sans s'y limiter, celles qui traversent les terres appartenant au fédéral¹, à l'état, à la province, au public, au privé, ou à des entités tribales :
 - 4.2.1 Chaque ligne de transport aérienne exploitée à 200 kV ou plus.
 - 4.2.2 Chaque ligne de transport aérienne exploitée à moins de 200 kV désignée par le *coordonnateur de la planification* comme un élément d'une IROL en vertu de la norme FAC-014 de la NERC.
 - 4.2.3 Chaque ligne de transport aérienne exploitée à moins de 200 kV désignée par le WECC comme un élément d'un *chemin de transfert* majeur du WECC dans *le système de production-transport d'électricité*.
 - 4.2.4 Chaque ligne de transport aérienne identifiée ci-dessus (4.2.1 à 4.2.3) qui se trouve à l'extérieur de la zone clôturée de la cour de sectionnement, du poste et de n'importe quelle portion de la portée d'une ligne de transport qui traverse la clôture du poste.
 - 4.3. **Installations de production :** Définies ci-dessous (appelées « lignes visées »), incluant, mais sans s'y limiter, celles qui traversent les terres appartenant au fédéral², à l'état, à la province, au public, au privé, ou à des entités tribales :
 - 4.3.1 Lignes de transport aériennes qui (1) s'étendent sur plus d'un mile ou 1,609 kilomètre au-delà de la zone clôturée d'un poste de départ d'une centrale jusqu'au point d'interconnexion avec une *installation d'un propriétaire d'installation de transport* ou (2) n'ont pas une vue directe³ à partir de la clôture du poste de départ d'une centrale

¹ EPAAct 2005, section 1211c Approbations des accès par les agences fédérales.

² Idem.

³ « Vue directe » signifie la distance jusqu'à laquelle elle peut être vue par une personne normale sans instrument spécial (ex. jumelles, télescopes, lunettes d'approche, etc.) lors d'un jour clair.

jusqu'au point d'interconnexion avec une *installation* d'un *propriétaire d'installation de transport* et sont :

4.3.1.1 exploitées à 200 kV et plus ; ou

4.3.1.2 exploitées à moins de 200 kV et désignées par le *coordonnateur de la planification* comme un élément d'une IROL en vertu de la norme FAC-014 de la NERC ; ou

4.3.1.3 exploitées à moins de 200 kV et désignées par le WECC comme un élément d'un *chemin de transfert* majeur du WECC dans *le système de production-transport d'électricité*.

Mise en application :

Les exigences à l'intérieur d'une norme de fiabilité régissent et seront mises en application. Les exigences à l'intérieur d'une norme de fiabilité définissent ce qu'une entité doit faire pour être conforme et imposent certaines obligations de performance à une entité en lien avec la section 215 du « Federal Power Act ». La conformité sera mesurée dans tous les cas en déterminant si oui ou non une partie a respecté ou non l'exigence de la norme de fiabilité selon les faits spécifiques et les circonstances de son utilisation, de la propriété ou de l'exploitation du système de production-transport.

Les mesures fournissent des orientations pour l'évaluation de la non-conformité aux exigences. Les mesures sont des pièces justificatives qui peuvent être présentées pour démontrer la conformité à une exigence de la norme de fiabilité et ne sont pas faites pour contenir des quantités définies pour déterminer si la performance est satisfaisante ni pour limiter comment une entité peut démontrer la conformité si des alternatives valables pour démontrer la conformité sont disponibles dans un cas particulier. Une norme de fiabilité peut être mise en application en l'absence de mesures spécifiées.

Les entités doivent se conformer à la section « Conformité » dans son entièreté, incluant les procédures administratives qui présentent, entre autres choses, les exigences de déclaration.

La section « Principes directeurs et fondements techniques », la section « Contexte » et les boîtes de texte avec les « exemples » et « justification » sont fournis à titre informatif. Ils sont conçus pour transmettre les principes directeurs à partir des activités variées de la NERC. La section « Principes directeurs et fondements techniques », la section « Contexte » et les boîtes de texte avec les exemples et la justification ne servent pas à établir de nouvelles exigences en vertu des normes de fiabilité de la NERC ou à modifier les exigences de toute autre norme de fiabilité de la NERC existante. La mise en œuvre de la section « Principes directeurs et fondements techniques », de la section « Contexte » et des boîtes de textes avec les « exemples » et « justification » n'est pas une substitution à la conformité aux exigences des normes de fiabilité de la NERC.

5. Contexte :

Cette norme utilise trois types d'exigences qui prévoient des couches de protection pour prévenir les déclenchements reliés à la végétation qui pourraient mener à des *déclenchements en cascades* :

a) Basée sur la performance – définit un objectif ou un effet particulier à atteindre en matière de fiabilité. Dans sa plus simple expression, une exigence basée sur les résultats comprend quatre composants : *Qui, sous quelles conditions (le cas échéant), doit effectuer quelle action, pour atteindre quelle performance ou résultat particuliers sur le système de production-transport?*

b) Basée sur le risque – exigences préventives pour réduire les risques de défaillance à des niveaux de tolérance acceptables. Une exigence de fiabilité basée sur le risque doit être formulée ainsi : *Qui, sous quelles conditions (le cas échéant), doit effectuer quelle action, pour atteindre quel résultat ou effet particuliers qui réduisent un risque identifié pour la fiabilité du système de production-transport ?*

c) Basée sur la compétence – définit un ensemble minimal de compétences qu'une entité a besoin d'avoir pour démontrer qu'elle est apte à effectuer ses fonctions désignées de fiabilité. Une exigence de fiabilité basée sur les compétences doit être formulée ainsi: *Qui, sous quelles conditions (le cas échéant), doit avoir quelle compétence, pour atteindre quel résultat ou effet particuliers ou pour réduire un risque sur la fiabilité du système de production-transport?*

La stratégie de défense en profondeur pour le développement des normes de fiabilité reconnaît que chaque exigence dans une norme de fiabilité de la NERC a un rôle dans la prévention des défaillances du réseau, et que ces rôles sont complémentaires et se renforcent. Les normes de fiabilité ne devraient pas être considérées comme un ensemble de besoins indépendants, mais devraient être considérées comme faisant partie d'un portefeuille d'exigences visant à parvenir à une stratégie globale de défense en profondeur et être compatible avec les objectifs de qualité d'une norme de fiabilité.

Cette norme utilise une stratégie de défense en profondeur pour améliorer la fiabilité du réseau de *transport* d'électricité en :

- exigeant que la végétation soit maîtrisée pour prévenir l'empiètement de la végétation dans la zone de dégagement nécessaire pour éviter un arc électrique (E1 et E2) ;
- exigeant la documentation des stratégies, des procédures, des procédés et des spécifications de maintenance utilisés pour maîtriser la végétation afin d'éviter des conditions potentielles d'arcs électriques incluant la considération 1) du mouvement dynamique des conducteurs et 2) l'interrelation entre le taux de croissance de la végétation, les méthodes de contrôle et la fréquence des inspections (E3) ;
- exigeant l'avis au moment opportun aux centres de contrôle concernés des conditions de végétation qui pourraient causer un arc électrique à tout moment (E4) ;
- exigeant des actions correctives pour s'assurer que les distances de dégagement pour les arcs électriques ne seront pas dépassées due à des contraintes de travail telles des injonctions légales (E5) ;

- exigeant des inspections des conditions de la végétation devant être effectuées annuellement (E6) et ;
- exigeant que les travaux annuels nécessaires pour prévenir les arcs électriques sont complétés (E7).

Pour cette norme, les exigences ont été développées comme suit :

Basée sur la performance : Exigences 1 et 2

Basée sur la compétence : Exigence 3

Basée sur le risque : Exigences 4, 5, 6 et 7

L'exigence E3 sert de première ligne de défense en s'assurant que les entités comprennent le problème qu'elles essaient de gérer et qu'elles ont établi des stratégies et des plans complets pour gérer le problème. Les exigences E1, E2 et E7 servent de deuxième lignes de défense en exigeant que les entités mettent en œuvre leurs plans et maîtrisent la végétation. L'exigence E6, laquelle exige des inspections, peut autant faire partie de la première lignes de défense (comme intrant aux stratégies et aux plans) que de la troisième ligne de défense (comme une vérification de la première et deuxième ligne de défense). L'exigence E4 sert de dernière ligne de défense, laquelle traite des cas où toutes les autres lignes de défense ont échoué.

Des pannes importantes et des problèmes d'exploitation ont été causés par de l'interférence entre une végétation trop haute et des lignes de transport situées sur divers types de terrains et de situations de propriété. L'adhésion aux exigences de la norme pour toutes les lignes visées se trouvant sur n'importe quel type de terrain ou de servitude, que les terrains soient fédéraux, soit « étatiques » ou provinciaux, publiques ou privés, des concessions, des servitudes ou des terres détenues en fief, réduira et gèrera le risque. Pour les besoins de la norme, l'expression « terres publiques » inclut les terrains municipaux, les terrains d'un village, les terrains d'une ville, et toutes les autres entités gouvernementales.

Cette norme traite de la maîtrise de la végétation le long des lignes aériennes visées et ne s'applique pas aux lignes souterraines, aux lignes sous-marines ou aux tronçons de lignes à l'intérieur du périmètre d'un poste électrique.

Cette norme se concentre sur les lignes de transport afin de prévenir ces pannes liées à la végétation qui pourraient entraîner des *déclenchements en cascade*. Elle ne prétend pas prévenir des pannes dues à un contact avec un arbre chez un client sur les lignes de distribution du réseau à basse tension. Par exemple, le service à une clientèle localisée peut être interrompu si la végétation entre en contact avec une ligne de transport à 69 kV alimentant en puissance un poste de distribution à 12 kV. Toutefois, cette norme n'est pas rédigée pour traiter de telles situations isolées qui ont un faible impact sur l'ensemble du réseau de transport électrique.

Puisque la croissance de la végétation est constante et continue, la végétation non maîtrisée pose un risque accru de panne, notamment lorsque de nombreuses lignes de transport sont exploitées à ou près de leurs *caractéristiques assignées*.

Cela peut présenter un risque considérable de pannes de ligne successives lorsque les lignes présentent une flèche importante menant ainsi à des *déclenchements en cascade*. Lorsque la première ligne tombe en panne, le transfert du courant vers les autres lignes et/ou les augmentations de la charge du réseau entraînera la panne d'une deuxième ligne et ainsi que des autres lignes au fur et à mesure où un contact avec la végétation sous ces lignes se produira. À l'inverse, la majorité des autres causes de panne (telles que des arbres tombés sur des lignes, la foudre, les animaux et les véhicules motorisés) n'ont pas de

relation étroite avec le transfert de courant et l'augmentation de la charge du réseau. Ces événements ne sont pas plus susceptibles de survenir lors d'un réseau fortement chargé qu'à tout autre moment. Il n'y a pas de lien de cause à effet qui accroît la probabilité d'une occurrence simultanée de tels événements. Par conséquent, ces types d'événements sont très peu susceptibles de causer des défaillances de grande envergure du réseau électrique. Alors, cette norme accorde la priorité absolue à la maîtrise de la végétation pour empêcher le développement de la végétation.

B. Exigences et Mesures

- E1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et chaque *propriétaire d'installation de production* visé doit maîtriser la végétation pour prévenir les empiétements sur les distances de *dégagement minimales de la végétation* (MVCD) de ses lignes visées, qui sont soit un élément d'une IROL ou soit un élément d'un *chemin de transfert* majeur du WECC; exploitées à l'intérieur de leurs *caractéristiques assignées* et de toutes les *conditions d'exploitation électriques assignées*, selon des types montrés ci-dessous⁴ : [*Facteur de risque de la non-conformité : élevé*] [*Horizon de temps : temps réel*]
1. Un empiétement sur la MVCD tel que montré au tableau 2 de la norme FAC-003, observé en *temps réel*, sans *déclenchement définitif* relié à la végétation.⁵
 2. Un empiétement dû à une chute à l'intérieur de l'*emprise* qui a causé un *déclenchement définitif* relié à la végétation.⁶
 3. Un empiétement dû aux vents mettant en contact les lignes visées et la végétation située à l'intérieur de l'*emprise* qui a causé un *déclenchement définitif* relié à la végétation.⁷
 4. Un empiétement sur la MVCD dû à la croissance de la végétation qui a causé un *déclenchement définitif* relié à la végétation.⁸
- M1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé a les pièces justificatives attestant qu'il a maîtrisé la végétation pour prévenir l'empiétement sur la MVCD, comme décrit à l'exigence E1. Les exemples de pièces justificatives acceptables peuvent inclure des attestations datées, des rapports datés ne faisant état d'aucun *déclenchement définitif* associé à des empiétements des types 2 à 4 ci-dessus, ou des documents confirmant l'absence d'observations en temps réel d'empiétements sur une MVCD. (E1)
- E2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé doit maîtriser la végétation pour prévenir les empiétements sur les MVCD de ses lignes visées qui ne sont pas des éléments d'une IROL ni d'un *chemin de transfert* majeur du WECC; exploitées à l'intérieur de leurs *caractéristiques assignées* et de toutes les *conditions d'exploitation électriques assignées*, des types montrés ci-dessous⁹ : [*Facteur de risque de la non-conformité : élevé*] [*Horizon de temps : temps réel*]

⁴Cette exigence ne s'applique pas dans des circonstances indépendantes de la volonté d'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou d'un *propriétaire d'installation de production* visé assujéti à cette norme de fiabilité, incluant les désastres naturels, comme les séismes, les incendies, les tornades, les ouragans, les éboulements, les cisaillements de vent, les coups de vent, les grosses tempêtes (comme défini par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé ou par un organisme réglementaire pertinent), les tempêtes de verglas, et les inondations ; les activités humaines ou animales comme l'abattage, la coupe d'arbres par des animaux, les contacts de véhicules avec des arbres, ou la plantation, l'élimination ou l'extraction de végétation. Aucune information contenue dans cette note de bas de page ne doit être interprétée comme limitant les droits du *propriétaire d'installation de transport* ou du *propriétaire d'installation de production* visé d'exercer toutes ses servitudes légales dans l'*emprise*.

⁵Si une confirmation ultérieure d'un défaut par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou par le *propriétaire d'installation de production* visé montre qu'un empiétement de la végétation à l'intérieur de la limite MVCD est survenu à cause de la végétation à l'intérieur de l'*emprise*, cela doit être considéré comme équivalent d'une observation en temps réel.

⁶Plusieurs *déclenchements définitifs* d'une seule ligne, s'ils sont causés par la même végétation, seront signalés comme une seule panne peu importe le nombre de pannes à l'intérieur d'une période de 24 heures.

⁷Idem.

⁸Idem.

⁹Voir la note de bas de page #4.

1. un empiétement sur la MVCD tel que montré au tableau 2 de la norme FAC-003, observé en temps réel, sans *déclenchement définitif* relié à la végétation ;¹⁰
 2. un empiétement dû à une chute à l'intérieur de l'*emprise* qui a causé un *déclenchement définitif* relié à la végétation ;¹¹
 3. un empiétement dû aux vents mettant en contact les lignes visées et la végétation située à l'intérieur de l'*emprise* qui a causé un *déclenchement définitif* relié à la végétation ;¹²
 4. un empiétement sur la MVCD dû à la croissance de la végétation qui a causé un *déclenchement définitif* relié à la végétation.¹³
- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé a les pièces justificatives attestant qu'il a maîtrisé la végétation pour prévenir l'empiétement sur la MVCD, comme décrit à l'exigence E2. Les exemples de pièces justificatives acceptables peuvent inclure des attestations datées, des rapports datés ne faisant état d'aucun *déclenchement définitif* associé à des empiétements des types 2 à 4 ci-dessus, ou des documents confirmant l'absence d'observations en temps réel d'empiétements sur une MVCD. (E2)
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé doit avoir des stratégies de maintenance, des procédures, des procédés ou des spécifications documentés qu'il utilise pour prévenir l'empiétement de la végétation sur les MVCD de ses lignes visées et qui tiennent compte des facteurs suivants :
- 3.1** le mouvement des conducteurs de lignes visées exploitées suivant leurs *caractéristiques assignées* et leurs *conditions d'exploitation électriques assignées* ;
 - 3.2** les interrelations entre les taux de croissance de la végétation, les méthodes d'intervention et la fréquence des inspections.
[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon de temps : planification à long terme]
- M3.** Les stratégies de maintenance, les procédures, les procédés ou les spécifications fournis démontrent que le *propriétaire d'installation de transport* visé et le *propriétaire d'installation de production* visé peut prévenir l'empiétement sur la MVCD en tenant compte des facteurs identifiés à l'exigence. (E3)
- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé, sans délai intentionnel, doit aviser le centre de contrôle possédant l'autorité sur les manœuvres pour les lignes associées visées lorsque le *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé a confirmé l'existence de conditions impliquant la végétation qui pourraient causer un défaut à tout moment : [Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon de temps : temps réel]
- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé qui a une condition confirmée impliquant la végétation pouvant causer un défaut à tout moment aura des pièces justificatives attestant qu'il a avisé le centre de contrôle possédant l'autorité sur les manœuvres pour la ligne de transport associée visée,

¹⁰Voir la note de bas de page #5.

¹¹ Voir la note de bas de page #6.

¹² Idem.

¹³ Idem.

sans délai intentionnel. Les exemples de pièces justificatives peuvent inclure des journaux du centre de contrôle, des enregistrements vocaux, des ordres de manœuvres, des ordres de dégagement et des bons de travail subséquents. (E4)

- E5.** Lorsqu'un *propriétaire d'installation de transport* visé et un *propriétaire d'installation de production* visé est dans l'impossibilité d'effectuer des travaux de maîtrise de la végétation sur une ligne visée exploitée suivant ses *caractéristiques assignées* et ses *conditions d'exploitation électriques assignées*, et que cette contrainte peut résulter en un empiètement de la végétation sur la MVCD avant la mise en œuvre du plan de travail annuel suivant, alors le *propriétaire d'installation de transport* visé et le *propriétaire d'installation de production* visé doit prendre des mesures correctives pour assurer la maîtrise continue de la végétation pour prévenir les empiètements. [*Facteur de risque de la non-conformité : moyen*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- M5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé a des pièces justificatives attestant qu'il a pris les mesures correctives pour chaque contrainte où une ligne de transport visée a été potentiellement mise à risque. Les exemples de pièces justificatives acceptables peuvent inclure: des bons de travail initialement planifiés, la documentation relative aux contraintes de la part de propriétaires fonciers, des ordonnances de la cour, des dossiers d'inspection d'une surveillance accrue, la documentation d'une réduction des *caractéristiques assignées* des lignes, des ordres de travaux révisés, des factures ou des pièces justificatives attestant que la ligne était hors charge. (E5)
- E6.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé doit effectuer un *contrôle de la végétation* de 100 % de ses lignes de transport visées (mesurées en utilisant l'unité de son choix – numéro de circuits ou nombre de poteaux de lignes, miles ou kilomètres de lignes, etc.) au moins une fois par année civile, sans dépasser 18 mois civils entre les inspections de la même *emprise*.¹⁴ [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*].
- M6.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé a des pièces justificatives attestant qu'il a effectué des *contrôles de la végétation* dans l'*emprise* de la ligne de transport pour toutes les lignes visées au moins une fois par année civile, sans dépasser 18 mois civils entre les inspections de la même *emprise*. Les exemples de pièces justificatives acceptables peuvent inclure : des bons de travail complétés et datés, des factures datées ou des dossiers d'inspection datés. (E6)
- E7.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé doit compléter 100% de son plan de travail annuel de maîtrise de la végétation de ses lignes visées pour faire en sorte qu'il ne survienne aucun empiètement de la végétation à l'intérieur de la MVCD. Des modifications peuvent être apportées au plan de travail par suite de conditions changeantes ou de constatations faites durant des *contrôles de la végétation* (à condition que ces modifications n'entraînent pas un empiètement de la végétation sur la MVCD) ; et doivent être documentées. Le calcul du pourcentage d'achèvement se détermine en divisant le nombre d'unités sur lesquelles les travaux sont effectivement terminés par le nombre d'unités dans le plan révisé final (mesurées en

¹⁴Lorsque le *propriétaire d'installation de transport* concerné et le *propriétaire d'installation de production* concerné est empêché d'effectuer un *contrôle de la végétation* dans les délais précisés à l'exigence E6 en raison d'un désastre naturel, le « TO » et le « GO » se voit accordé une prolongation de délai qui est égale à la durée de l'empêchement auquel le « TO » et le « GO » s'est vu empêché d'effectuer le *contrôle de la végétation*.

utilisant l'unité de son choix – numéro de circuits ou nombre de poteaux de lignes, miles ou kilomètres de lignes, etc.). Des exemples de motifs justifiant la modification du plan annuel peuvent inclure : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

- changement dans les taux de croissance ou dans les facteurs environnementaux attendus ;
- circonstances indépendantes de la volonté d'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou d'un *propriétaire d'installation de production* visé¹⁵ ;
- révision du calendrier de travail entre les saisons de croissance ;
- disponibilité de l'équipe de travail ou de l'entrepreneur/ententes d'assistance mutuelle ;
- identification d'un travail hautement prioritaire imprévu ;
- conditions météorologiques/accessibilité ;
- retards dans l'obtention des autorisations nécessaires ;
- changement de propriétaire foncier/modification de la vocation d'un terrain par le propriétaire foncier ;
- technologies émergentes.

M7. Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé a des pièces justificatives attestant qu'il a complété son plan de travail annuel de maîtrise de la végétation pour ses lignes visées. Les exemples de documents de pièce justificative acceptable peuvent inclure une copie du plan de travail annuel complété (tel que modifié), des bons de travail datés, des factures datées, ou des dossiers d'inspection datés. (E7)

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

L'*entité régionale* doit servir de responsable de la surveillance de l'application des normes à moins que l'entité visée soit possédée, opérée, ou contrôlée par l'*entité régionale*. Dans de tels cas, l'organisation régionale de fiabilité (ERO) ou l'*entité régionale* reconnue par la FERC ou d'autres autorités gouvernementales pertinentes doit servir de responsable de la surveillance de l'application des normes.

Pour la NERC, un surveillant indépendant sans intérêt personnel pour cet aspect de la NERC doit servir comme responsable de la surveillance de l'application des normes.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes suivantes de conservation des pièces justificatives identifient les périodes de temps pour lesquelles une entité est requise de conserver les pièces justificatives spécifiques pour démontrer sa conformité. Dans les cas où les périodes de conservation des pièces justificatives spécifiées ci-dessous sont plus courtes que le temps depuis le dernier audit, le responsable de la surveillance de l'application des normes peut demander à une entité de fournir d'autres pièces justificatives pour

¹⁵Les circonstances indépendantes de la volonté du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé incluent, mais sans s'y limiter, les désastres naturels tels les séismes, les incendies, les tornades, les ouragans, les glissements de terrain, les tempêtes de verglas, les inondations et les grosses tempêtes selon la définition qu'en donne le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* ou un organisme réglementaire pertinent.

montrer qu'elle était conforme pendant la totalité de la période de temps depuis le dernier audit.

Le *propriétaire d'installation de transport* visé et le *propriétaire d'installation de production* visé conservent les données ou les pièces justificatives pour montrer leur conformité aux exigences E1, E2, E3, E5, E6 et E7, mesures M1, M2, M3, M5, M6 et M7 pendant trois années civiles à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui ordonne de conserver certaines pièces justificatives pour une plus longue période de temps dans le cadre d'une enquête.

Le *propriétaire d'installation de transport* visé et le *propriétaire d'installation de production* visé conservent les données ou les pièces justificatives pour montrer leur conformité à l'exigence E4, la mesure M4 pour les douze mois les plus récents de journaux d'exploitation ou les trois mois les plus récents d'enregistrements vocaux ou de transcriptions d'enregistrements vocaux, à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui ordonne de conserver certaines pièces justificatives pour une plus longue période de temps à des fins d'enquête.

Si un *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé est jugé non-conforme, il doit conserver l'information relative à la non-conformité jusqu'à ce qu'il soit de nouveau jugé conforme ou pour la période de temps spécifiée ci-dessus, selon la plus longue des deux.

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit et tous les dossiers d'audits subséquents demandés et soumis.

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

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de non-conformité

Déclaration volontaire

Plainte

Soumission périodique de données

1.4. Autres informations sur la conformité

Soumission périodique de données : Le *propriétaire d'installation de transport* visé et le *propriétaire d'installation de production* visé soumettra un rapport trimestriel à son *entité régionale*, ou à l'organisme désigné par l'*entité régionale*, identifiant tous les *déclenchements définitifs* des lignes visées exploitées suivant leurs *caractéristiques assignées* et leurs *conditions d'exploitation électriques assignées* tel que déterminé par le *propriétaire d'installation de transport* visé et le *propriétaire d'installation de production* visé comme ayant été causés par la végétation, à l'exception à des exclusions de la note de bas de page 2, et incluant au minimum ce qui suit :

- le nom du ou des circuits, la date, l'heure et la durée de la panne, la tension du circuit, une description de la cause de la panne, la catégorie associée au *déclenchement définitif*, tout autre commentaire pertinent, et toutes les

mesures prises en réaction par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé.

Un *déclenchement définitif* doit être classé selon une des catégories suivantes :

- Catégorie 1A — Croissance : *déclenchements définitifs* causés par la croissance de la végétation près des lignes visées, qui sont identifiées comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, par la végétation à l'intérieur ou à l'extérieur de l'*emprise* des lignes.
- Catégorie 1B — Croissance : *déclenchements définitifs* causés par la croissance de la végétation près des lignes visées, qui ne sont pas identifiées comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, par la végétation à l'intérieur ou à l'extérieur de l'*emprise* des lignes.
- Catégorie 2A — Chutes : *déclenchements définitifs* causés par une chute de la végétation sur des lignes visées, qui sont identifiées comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, à partir de l'intérieur de l'*emprise*.
- Catégorie 2B — Chutes : *déclenchements définitifs* causés par une chute de la végétation sur des lignes visées, qui ne sont pas identifiées comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, à partir de l'intérieur de l'*emprise*.
- Catégorie 3 — Chutes : *déclenchements définitifs* causés par une chute de la végétation sur des lignes visées en provenance de l'extérieur de l'*emprise*.
- Catégorie 4A — Contacts dû au vent : *déclenchements définitifs* causés par un contact dû au vent, entre la végétation et les lignes visées qui sont désignées comme faisant partie d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC à partir de l'intérieur de l'*emprise*
- Catégorie 4B — Contacts dû au vent : *déclenchements définitifs* causés par un contact dû au vent, entre la végétation et les lignes visées qui ne sont pas désignées comme faisant partie d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, à partir de l'intérieur de l'*emprise*.

L'*entité régionale* déclarera sur l'information fournie par les *propriétaires d'installation de transport* visés et les *propriétaires d'installation de production* visés en vertu de ce qui précède, trimestriellement à la NERC, ainsi que toutes les mesures prises en réaction par l'*entité régionale* à la suite de n'importe quel *déclenchement définitif* signalé.

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Temps réel	Élevé			<p>L'entité responsable n'a pas maîtrisé la végétation afin de prévenir l'empiétement sur la MVCD d'une ligne désignée comme un élément d'une IROL ou d'un chemin de transfert majeur du WECC, et l'empiétement sur la MVCD tel qu'identifié au tableau 2 de la norme FAC-003 a été observé en temps réel, en l'absence de <i>déclenchement définitif</i>.</p>	<p>L'entité responsable n'a pas maîtrisé la végétation afin de prévenir l'empiétement sur la MVCD d'une ligne désignée comme un élément d'une IROL ou d'un chemin de transfert majeur du WECC, et un <i>déclenchement définitif</i> relié à la végétation a été causé par un des éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • une chute à partir de l'intérieur de l'<i>emprise</i> d'une ligne de transport en service ; • un contact dû au vent, entre des lignes visées et la végétation située à l'intérieur de l'<i>emprise</i> d'une ligne de transport en service ; • la croissance.

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			Faible	Modéré	Élevé	Critique
E2	Temps réel	Élevé			<p>L'entité responsable n'a pas maîtrisé la végétation afin de prévenir l'empiètement sur la MVCD d'une ligne non désignée comme un élément d'une IROL ou d'un chemin de transfert majeur du WECC, et l'empiètement sur la MVCD tel qu'identifié au tableau 2 de la norme FAC-003 a été observé en temps réel, en l'absence de <i>déclenchement définitif</i>.</p>	<p>L'entité responsable n'a pas maîtrisé la végétation afin de prévenir l'empiètement sur la MVCD d'une ligne non désignée comme un élément d'une IROL ou d'un chemin de transfert majeur du WECC, et un <i>déclenchement définitif</i> relié à la végétation a été causé par un des éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • une chute à partir de l'intérieur de l'<i>emprise</i> d'une ligne de transport en service ; • un contact dû au vent, entre des lignes visées et la végétation située à l'intérieur de l'<i>emprise</i> d'une ligne de transport en service ; • la croissance.

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			Faible	Modéré	Élevé	Critique
E3	Planification à long terme	Faible		L'entité responsable a des stratégies de maintenance ou des procédures ou des procédés ou des spécifications documentés, mais n'a pas tenu compte des relations entre le taux de croissance de la végétation, les méthodes de contrôle de la végétation, et de la fréquence des inspections, pour les lignes visées de cette entité responsable. (Exigence E3, partie 3.2)	L'entité responsable a des stratégies de maintenance ou des procédures ou des procédés ou des spécifications documentés, mais n'a pas tenu compte du mouvement des conducteurs de lignes de transport, exploitées selon leurs <i>caractéristiques assignées</i> et leurs <i>conditions d'exploitation électriques assignées</i> , pour les lignes assujetties de cette entité responsable. (Exigence E3, partie 3.1)	L'entité responsable n'a pas de stratégies de maintenance ou des procédures ou des procédés ou des spécifications documentés utilisés pour prévenir l'empiétement de la végétation sur la MVCD des lignes visées de cette entité responsable.
E4	Temps réel	Moyen			L'entité responsable a subi une menace réelle liée à la végétation et a avisé le centre de contrôle possédant l'autorité sur les manœuvres pour cette ligne visée, mais il y avait un délai intentionnel pour cet avis.	L'entité responsable a subi une menace réelle liée à la végétation et n'a pas avisé le centre de contrôle possédant l'autorité sur les manœuvres pour cette ligne visée.

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			Faible	Modéré	Élevé	Critique
E5	Planification de l'exploitation	Moyen				L'entité responsable n'a pas pris les mesures correctives lorsqu'il était dans l'impossibilité d'effectuer les travaux planifiés sur la végétation où une ligne assujettie était potentiellement mise à risque.
E6	Planification de l'exploitation	Moyen	L'entité responsable n'a pas inspecté 5 % ou moins de ses lignes assujetties (mesurées utilisant l'unité de mesure de son choix – numéro de circuits ou nombre de poteaux de lignes, miles ou kilomètres de lignes, etc.).	L'entité responsable n'a pas inspecté plus de 5 %, mais au plus 10 % de ses lignes assujetties (mesurées utilisant l'unité de mesure de son choix – numéro de circuits ou nombre de poteaux de lignes, miles ou kilomètres de lignes, etc.).	L'entité responsable n'a pas inspecté plus de 10 %, mais au plus 15 % de ses lignes assujetties (mesurées utilisant l'unité de mesure de son choix – de numéro de circuits ou nombre de poteaux de lignes, miles ou kilomètres lignes, etc.).	L'entité responsable n'a pas inspecté plus de 15 % de ses lignes assujetties (mesurées utilisant l'unité de mesure de son choix – numéro de circuits ou nombre de poteaux de lignes, miles ou kilomètres de lignes, etc.).
E7	Planification de l'exploitation	Moyen	L'entité responsable n'a pas complété 5 % ou moins de son plan annuel de travail de maîtrise de la végétation pour ses lignes assujetties (tel que finalement modifié).	L'entité responsable n'a pas complété plus de 5 %, mais au plus 10 % de son plan annuel de travail de maîtrise de la végétation pour ses lignes assujetties (tel que finalement modifié).	L'entité n'a pas complété plus de 10 %, mais au plus 15 % de son plan annuel de travail de maîtrise de la végétation pour ses lignes assujetties (tel que finalement modifié).	L'entité responsable n'a pas complété plus de 15 % des travaux prévus de son plan annuel de travail de maîtrise de la végétation pour ses lignes assujetties (tel que finalement modifié).

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents pertinents

Principes directeurs et justification technique (annexé).

Principes directeurs et fondements techniques

Dates d'entrée en vigueur :

Les deux premières phrases de la section Dates d'entrée en vigueur constituent un texte type employé dans la plupart des normes de la NERC pour couvrir de façon générale les dates d'entrée en vigueur et suffisent pour couvrir la grande majorité des situations. Cinq cas spéciaux sont nécessaires pour couvrir les dates de mise en vigueur pour les lignes individuelles faisant l'objet d'une transition après la date d'entrée en vigueur générale. Ces cas spéciaux couvrent les dates d'entrée en vigueur de ces lignes qui deviennent assujetties à la norme pour la première fois, ces lignes dont l'applicabilité change dans le cadre de la norme, et ces lignes qui sont modifiées de manière à ce que leur applicabilité à la norme soit retirée.

Le cas #1 est nécessaire parce que les *coordonnateurs de la planification* pourraient désigner des lignes à moins de 200 kV comme devenant un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC au cours d'une année de planification future (« PY »). Par exemple, des études réalisées par le *coordonnateur de la planification* en 2011 pourraient identifier une ligne qui aura cette désignation commençant à l'année de planification 2021 « PY », dix ans après la réalisation de l'étude de planification. Il n'est pas prévu que la norme soit immédiatement applicable à cette ligne, ou en vigueur pour cette ligne avant le début de cette année de planification future « PY ». Les dispositions concernant la date d'entrée en vigueur pour de telles lignes permettent de s'assurer que la ligne sera assujettie à la norme dès le 1^{er} janvier de l'année de planification spécifiée en prévoyant au moins 12 mois pour permettre au *propriétaire d'installation de transport* concerné ou au *propriétaire d'installation de production* concerné de mettre en place les préparatifs pour assurer la conformité avec la norme pour cette ligne. Le tableau ci-après présente quelques exemples explicatifs de l'application.

<u>Date où l'étude de planification est complétée</u>	<u>Année de planification où la ligne deviendra un élément d'une limite IROL</u>	<u>Date d'entrée en vigueur la plus tardive des dates 1 et 2</u>		
		<u>Date 1</u>	<u>Date 2</u>	
2011-05-15	2012	2012-05-15	2012-01-01	2012-05-15
2011-05-15	2013	2012-05-15	2013-01-01	2013-01-01
2011-05-15	2014	2012-05-15	2014-01-01	2014-01-01
2011-05-15	2021	2012-05-15	2021-01-01	2021-01-01

Le cas #2 est nécessaire parce qu'une ligne exploitée à moins de 200 kV désignée comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC pourrait se voir retirer cette désignation en raison d'améliorations apportées au réseau, de changements dans la production, de changements de la charge ou de changements dans les études et les analyses effectuées sur le réseau électrique.

Le cas #3 est nécessaire parce qu'une ligne exploitée à 200 kV ou plus auparavant désignée comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC pourrait se voir retirer cette désignation en raison d'améliorations apportées au réseau, de changements dans la production, de changements dans la charge ou de changements dans les études et les analyses effectuées sur le réseau électrique. De tels changements nécessitent appliquer l'exigence E1 à cette ligne jusqu'à ce que cette date soit arrivée et par la suite d'appliquer à cette ligne l'exigence E2.

Le cas #4 est nécessaire parce qu'une ligne existante qui est exploitée à 200 kV ou plus, pourrait être achetée par un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de*

production visé d'une tierce partie, tel un *distributeur* ou un autre utilisateur final qui n'utilisait la ligne qu'aux fins de distribution locale, mais le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé, après l'acquisition, l'intègre au réseau de transport d'énergie électrique interconnecté, ce qui par conséquent, assujettira la ligne à la norme.

Le cas #5 est nécessaire parce qu'une ligne existante qui est exploitée à moins de 200 kV pourrait être achetée par un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé d'une tierce partie, tel un *distributeur* ou un autre utilisateur final qui n'utilisait la ligne qu'aux fins de distribution locale, mais que le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé, après l'acquisition, l'intègre au réseau de transport d'énergie électrique interconnecté. Pour ce cas particulier, la ligne, après acquisition, a été désignée comme un élément d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'interconnexion* (IROL) ou un élément d'un *chemin de transfert* majeur du WECC.

Termes définis :

Explications concernant la révision de la définition du terme « emprise » :

La présente définition du terme « *emprise* » dans le glossaire de la NERC a été révisée pour inclure les *propriétaires d'installation de production* et pour tenir compte de ce qui est énoncé dans le paragraphe 734 de l'ordonnance 693 de la FERC. Cette ordonnance précisait que les *propriétaires d'installation de transport* peuvent dans certains cas posséder plus de propriétés ou de droits que ce qui est nécessaire pour exploiter de façon fiable les lignes de transport. Cette définition révisée s'écarte légèrement, mais de façon significative, de la définition strictement juridique du terme « *emprise* » en ce que cette définition repose sur des considérations relatives à l'ingénierie et à la construction qui établissent la largeur d'un corridor du point de vue technique. Les registres de maintenance antérieurs à l'année 2007 sont pris en compte dans la définition révisée pour permettre l'utilisation de ces largeurs d'*emprise* s'il n'y avait pas de normes d'ingénierie ou de construction faisant référence à des largeurs à maintenir sans végétation pour l'*emprise* d'une ligne donnée, mais il existe des pièces justificatives dans les dossiers de maintenance qui font mention qu'une largeur a en fait été maintenue avant que cette norme ne devienne obligatoire. Il se peut que de telles largeurs représentent la seule information disponible pour les lignes auxquelles n'étaient associés aucun droit, ou peu de droits, à l'égard de la servitude pour la végétation et qu'elles fussent principalement maintenues pour assurer la sécurité de la population. Cette norme n'exige pas que des droits de servitude additionnels soient achetés pour s'assurer d'une largeur minimale de l'*emprise* pour se conformer à une largeur minimale d'*emprise* qui n'existait pas avant que cette norme ne devienne obligatoire.

L'équipe de projet 2010-07 a révisé ultérieurement la définition proposée pour inclure le *propriétaire d'installation de production* concerné.

Explications concernant la révision de la définition du terme « contrôle de la végétation » :

La présente définition du terme « *contrôle de la végétation* » dans le glossaire de la NERC a été révisée pour inclure les *propriétaires d'installation de production* et pour permettre l'exécution simultanée des inspections de maintenance et des *contrôles de la végétation*. Cela permet d'améliorer potentiellement l'efficacité, particulièrement pour ces lignes où il y a peu de végétation ou, dont le taux de croissance de la végétation est faible.

L'équipe de projet 2010-07 a révisé ultérieurement la définition proposée pour inclure le *propriétaire d'installation de production* concerné.

Explications concernant la « distance de dégagement minimale de la végétation »(MVCD) :

La « *distance de dégagement minimale de la végétation* » MVCD » désigne la distance minimale calculée au moyen des équations de Gallet. C'est une méthode permettant de calculer la distance d'amorçage d'un arc électrique qui est utilisée pour concevoir les lignes de transport haute tension. Maintenir la végétation à cette distance des conducteurs hautes tensions permettra de prévenir l'amorçage d'un arc électrique. Voir ci-dessous le texte explicatif sur l'exigence E3 et la figure 1 associée. Le tableau 2 ci-dessous fournit les MVCD pour diverses tensions et altitudes. Des précisions sur les équations et un exemple de calcul sont fournis à l'annexe 1 du document de référence technique.

Exigences E1 et E2 :

Les exigences E1 et E2 sont des exigences basées sur la performance. L'objectif ou les résultats à atteindre en matière de fiabilité est la maîtrise de la végétation de manière à prévenir les empiétements à l'intérieur de la zone de dégagement minimal des lignes de transport. Les exigences E1 et E2 sont identiques pour ce qui est de leur contenu, mais elles s'appliquent à des installations différentes. Les exigences E1 et E2 exigent toutes les deux des *propriétaires d'installation de transport* visés et des *propriétaires d'installation de production* visés de maîtriser la végétation pour prévenir les empiétements à l'intérieur des MVCD des lignes de transport. L'exigence E1 est applicable aux lignes qui sont désignées comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC. L'exigence E2, est applicable aux autres lignes qui ne sont pas désignées comme un élément d'une IROL et d'un élément d'un *chemin de transfert* majeur du WECC.

Cette distinction dans l'applicabilité (entre les exigences E1 et E2) permet de reconnaître qu'une maîtrise inadéquate de la végétation pour une ligne assujettie qui est un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC constitue un risque plus grand pour le réseau de transport électrique interconnecté qu'une maîtrise inadéquate pour des lignes assujettie qui ne sont pas un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC. Les lignes assujetties qui ne sont pas un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC nécessitent une maîtrise de la végétation efficace, mais ces lignes sont comparativement moins importantes sur le plan opérationnel. Pour refléter cette différence au niveau de l'impact du risque, les facteurs de risque de la non-conformité sont jugés élevés pour l'exigence E1 et élevés pour l'exigence E2.

Les exigences E1 et E2 indiquent que si une maîtrise inadéquate de la végétation permet à celle-ci d'empiéter sur les MVCD comme montré au tableau 2, c'est une violation de la norme. Les distances figurant au tableau 2 représentent les dégagements minimums qui permettront de prévenir l'amorçage de l'arc électrique calculés au moyen des équations de Gallet comme décrits plus en détail dans le document de référence technique.

Ces exigences présument que les lignes de transport et leurs conducteurs sont exploités à l'intérieur de leurs *caractéristiques assignées*. Si un conducteur de la ligne est intentionnellement ou par mégarde exploité au-delà de ses *caractéristiques assignées* ou de ses *conditions d'exploitation électriques assignées* (potentiellement en violation avec d'autres normes), une occurrence d'un empiétement sur la distance de dégagement peut se produire uniquement dû à cette condition. Par exemple, des mesures d'urgence prises par un *exploitant d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé ou un *coordonnateur de la fiabilité* pour protéger une *Interconnexion* pourraient causer une flèche excessive et une panne. Un autre exemple pourrait être une charge de glace dépassant les *caractéristiques assignées* et les *conditions d'exploitation électriques assignées* de la ligne. De tels empiétements et pannes reliés à la végétation ne constituent pas une violation de cette norme.

Des signes de manquements à la maîtrise de la végétation incluent une observation en temps réel d'un empiètement de la végétation à l'intérieur de la MVCD (en l'absence d'un *déclenchement définitif*), ou un empiètement de la végétation dû à une chute de l'intérieur de l'*emprise* résultant en un *déclenchement définitif*, ou un empiètement de la végétation dû aux vents mettant en contact des lignes et la végétation localisée dans l'*emprise* résultant en un *déclenchement définitif*, ou un empiètement de la végétation dû à la croissance de la végétation résultant en un *déclenchement définitif*. Les défauts qui n'entraînent pas de *déclenchement définitif* et qui sont confirmés comme ayant été causés par un empiètement de la végétation à l'intérieur des MVCD sont considérés équivalents à une observation en temps réel, du point de vue des niveaux de gravité de la non-conformité (VSL).

Selon cette approche, les VSL pour les exigences E1 et E2 sont structurés de façon à correspondre directement à la gravité d'un manquement d'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou d'un *propriétaire d'installation de production* visé à maîtriser la végétation et à la capacité du programme de maîtrise de la végétation du *propriétaire d'installation de transport* à rencontrer l'objectif « de prévenir les risques de pannes reliés à la végétation qui peuvent mener à des *déclenchements en cascade* ». Par conséquent, la sévérité de la violation s'accroît avec l'incapacité d'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou d'un *propriétaire d'installation de production* visé à rencontrer cet objectif et avec la probabilité de mener à des *déclenchements en cascade*. Les bénéfices d'une telle combinaison sont à l'effet de permettre de simplifier la norme et de clairement définir les performances pour assurer la conformité. Une exigence basée sur la performance de cette nature favorise l'établissement de programmes de maîtrise de la végétation de grande qualité, économiques et qui déboucheront à l'ultime, sur une amélioration de la fiabilité du réseau.

Les *déclenchements définitifs* multiples sur une seule ligne peuvent être causés par la même végétation. Par exemple, les investigations et les actions correctives peuvent ne pas permettre d'identifier la cause véritable et ne pas avoir éliminé la cause de la panne actuelle et une autre panne survient après que la ligne soit remise sous charge et que la température des conducteurs redevient élevée tel que précédemment. De tels événements sont considérés comme un seul *déclenchement définitif* relié à la végétation selon la norme, dans les cas où les *déclenchements définitifs* surviennent durant une période de 24 heures.

La MVCD est une distance minimale calculée en pieds (ou en mètres) pour prévenir l'arc électrique, pour des altitudes et des tensions d'exploitation variées et qui est utilisée dans la conception des *installations de transport*. Limiter la croissance de la végétation de pousser dans cet espace préviendra les pannes de transport.

Si le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé a des lignes visés exploitées à des niveaux de tension nominale qui ne sont pas énumérés dans le tableau 2, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé doit alors utiliser la distance de dégagement suivante la plus grande, basée sur la tension nominale supérieure suivante dans le tableau pour déterminer une distance acceptable.

Exigence E3 :

L'exigence E3 est une exigence basée sur les compétences qui traite des stratégies de maintenance, des procédures, des procédés, ou des spécifications, qu'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé utilise pour la maîtrise de la végétation.

Un programme adéquat de la maîtrise de la végétation du transport établit formellement l'approche qu'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé utilise pour planifier et effectuer les travaux sur la végétation pour prévenir les *déclenchements définitifs* du transport et limiter les risques pour le réseau de transport. Cette approche sert de base pour évaluer les intentions, la répartition des ressources appropriées, et les compétences du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé en matière de maîtrise de la végétation. Il existe de nombreuses approches acceptables pour maîtriser la végétation et éviter les *déclenchements définitifs*. Toutefois, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé doit être en mesure de montrer les documents relatifs à son approche et comment ses travaux sont menés pour maintenir les dégagements.

Un exemple d'une approche utilisée couramment dans l'industrie est celle décrite à la partie 7 de la norme ANSI A300. Toutefois, quelle que soit l'approche utilisée par une utilité pour maîtriser la végétation, l'approche choisie par un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé contiendra généralement les éléments suivants :

1. *la stratégie de maintenance utilisée (comme la distance minimale entre la végétation et un conducteur ou la hauteur maximale de la végétation) pour s'assurer que les distances de dégagement MVCD ne sont jamais dépassées ;*
2. *les méthodes de travail employées que le propriétaire d'installation de transport visé ou le propriétaire d'installation de production visé utilise pour contrôler la végétation ;*
3. *une fréquence de contrôle de la végétation définie ;*
4. *un plan de travail annuel.*

La position du conducteur dans l'espace varie constamment dans le temps en réaction à plusieurs variables différentes de chargement. Les changements de la position verticale et horizontale du conducteur sont le résultat des charges thermiques et physiques exercées sur la ligne. Le chargement thermique dépend de l'intensité du courant dans la ligne et d'une combinaison de nombreuses variables influençant la dissipation thermique ambiante, incluant la vitesse/direction du vent, la température de l'air ambiant et les précipitations. Le chargement physique appliqué à un conducteur a un effet sur la flèche et le balancement du conducteur en combinant les facteurs physiques, comme le chargement dû à la glace ou dû au vent. Le mouvement d'un conducteur de ligne de transport et les MVCD sont illustrés à la figure 1 ci-dessous. Dans le document de référence technique, d'autres figures et explications sur le mouvement dynamique du conducteur sont fournies.

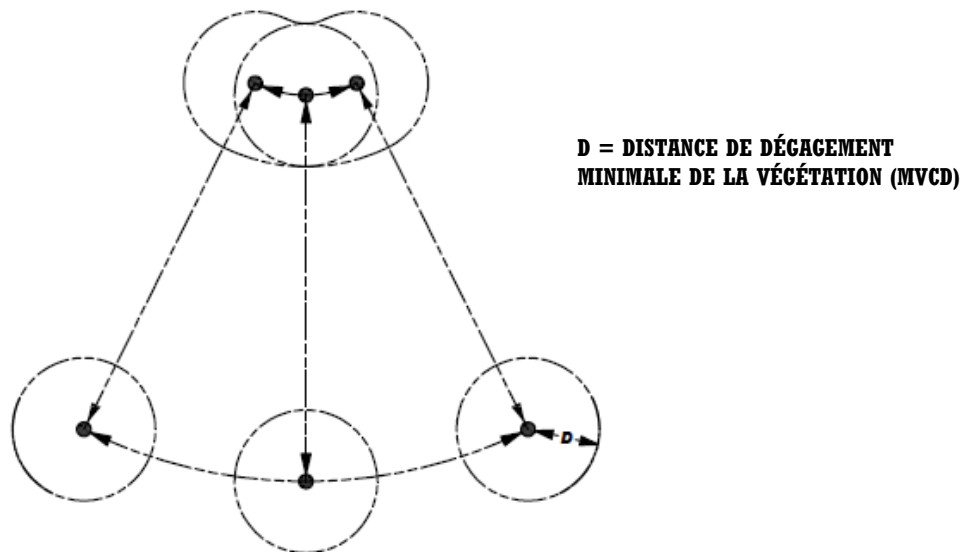


Figure 1

Vue en coupe d'un conducteur unique à un point donné de la portée, qui illustre six positions possibles du conducteur subissant un mouvement causé par un chargement thermique et mécanique.

Exigence E4 :

L'exigence E4 est une exigence basée sur les risques. Elle met l'accent sur les mesures préventives devant être prises par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé pour l'atténuation des risques d'un *défaut* lorsqu'une menace liée à la végétation est confirmée. L'exigence E4 prévoit la notification, sans délai intentionnel, de toutes les situations potentiellement menaçantes de la végétation, au centre de contrôle possédant l'autorité sur les manœuvres pour cette ligne de transport spécifique. Des exemples de délais non intentionnels acceptables peuvent inclure des problèmes du système de communication (par exemple, l'interruption d'un service de téléphonie cellulaire ou d'un appareil radio bidirectionnel), des équipes localisées en régions éloignées sans moyens de communication, retards causés par une intempérie, etc.

La confirmation est essentielle pour établir qu'une menace liée à la végétation existe. Cette confirmation peut provenir d'un employé du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé qui constate personnellement l'existence d'une telle menace sur le terrain. La confirmation peut aussi être faite en envoyant un employé se rendre sur place pour évaluer une situation signalée par un propriétaire foncier.

Les situations liées à la végétation qui nécessitent une intervention comprennent notamment la présence de végétation près des MVCD ou qui empiètent sur celles-ci (problème dû à la croissance), ou la présence de végétation qui pourrait tomber sur un conducteur d'une ligne de transport (problème dû à une chute). Une vérification informée du risque pourrait inclure une évaluation de la flèche ou du mouvement possible du conducteur lorsqu'exploité entre des conditions de charge nulle et ses *caractéristiques assignées*.

Le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé a la responsabilité d'assurer une bonne communication entre le personnel sur le terrain et le personnel du centre de contrôle pour permettre au centre de contrôle de prendre les actions appropriées jusqu'à ce que la menace liée à la végétation soit écartée ou pendant qu'on travaille à l'écarter. Les actions appropriées peuvent inclure une réduction temporaire de la charge sur la ligne, d'une mise hors service de la ligne ou d'autres actions préparatoires tenant compte d'un risque accru de panne de ce circuit. La notification de la menace doit être communiquée dans un délai d'au plus quelques minutes ou quelques heures, par opposition à une plus longue période requise pour les plans d'intervention corrective (voir l'exigence E5).

Tous les cas potentiels de croissance de végétation ou de chute n'entraîneront pas nécessairement un *défaut* à tout moment. Par exemple, certains *propriétaires d'installation de transport* visé ou *propriétaire d'installation de production* visé peuvent disposer d'un programme d'identification des arbres menaçants qui identifie les arbres à abattre représentant un risque de tomber près des lignes. Ces arbres ne feront pas l'objet d'une notification au centre de contrôle à moins qu'ils ne présentent une menace de chute immédiate.

Exigence E5 :

L'exigence E5 est une exigence basée sur les risques. Elle met le focus sur les mesures préventives devant être prises par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé pour l'atténuation des risques de *déclenchement définitif* lorsqu'il a été temporairement empêché d'effectuer la maintenance de la végétation. L'intention de cette exigence est de traiter des situations qui empêchent le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé d'effectuer les travaux planifiés de maintenance de la végétation, et qui par conséquent, ont le potentiel d'exposer la ligne de transport à un risque. Les empêchements d'effectuer les travaux planifiés de maintenance de la végétation peuvent être dû à des injonctions légales déposées par des propriétaires fonciers, à la découverte de dispositions de servitude qui limitent les droits du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé, ou à d'autres circonstances.

Cette exigence n'est pas libellée pour traiter les situations où la ligne de transport n'est pas potentiellement exposée à un risque et où les travaux peuvent être reprogrammés ou planifiés en utilisant une autre méthode de travail. Par exemple, un propriétaire foncier pourrait refuser l'utilisation planifiée de produits chimiques sur la végétation non menaçante, sur la végétation à faible taux de croissance, mais accepter l'utilisation d'un déboisement mécanique. Dans ce cas, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé n'est pas sous une contrainte immédiate de temps pour l'atteinte des objectifs de maintenance, il peut facilement reprogrammer les travaux en utilisant une autre approche et n'a donc pas besoin de prendre des actions correctives provisoires.

Toutefois, dans les situations où la fiabilité d'une ligne de transport est potentiellement mise à risque en raison d'une contrainte, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé est tenu de prendre des actions correctives provisoires pour atténuer le risque potentiel de la ligne de transport. Un large éventail d'actions peut être pris dans diverses situations. Les considérations générales incluent :

- déterminer les emplacements où le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé est empêché d'effectuer les travaux planifiés de maintenance de la végétation et que cela met potentiellement la ligne de transport à risque ;
- établir les actions spécifiques à prendre pour atténuer les risques potentiels associés à l'omission d'effectuer les travaux de maintenance de la végétation tel que planifié ;
- documenter et faire le suivi des actions spécifiques prises pour les endroits ;
- au moment d'établir les actions à prendre pour atténuer le risque potentiel pour la ligne de transport, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé pourrait envisager des actions particulières à ces emplacements, telle la modification des intervalles d'inspection et/ou de maintenance. Là où des contraintes juridiques empêcheraient tous travaux sur la végétation, les actions correctives provisoires pourraient consister à limiter la charge sur la ligne de transport ;
- le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé doit documenter et faire le suivi des actions correctives prises spécifiquement à chaque emplacement. Cet emplacement peut être identifié comme étant une portion, un arbre ou une combinaison de portions sur une propriété où la contrainte est jugée temporaire.

Exigence E6 :

L'exigence E6 est une exigence basée sur les risques. Cette exigence définit une période de temps minimale pour compléter les *contrôles de la végétation*. La disposition selon laquelle les *contrôles de la végétation* peuvent être effectués en même temps que les inspections générales de lignes facilite la capacité du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé de respecter cette exigence. Toutefois, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé peut déterminer que des inspections plus fréquentes de la végétation sont nécessaires pour maintenir les niveaux de fiabilité, basé sur des facteurs tel le taux de croissance prévu de la végétation locale, la durée de la saison de croissance locale, la largeur limitée des *emprises*, et les précipitations locales. Par conséquent, il est anticipé que certaines lignes de transport peuvent se voir désigner une fréquence d'inspection accrue des inspections.

Les facteurs de risque de la non-conformité pour l'exigence E6 ont des niveaux classés en fonction du pourcentage de défaillance d'inspection de lignes assujetties à inspecter. Pour calculer le facteur de risque de la non-conformité approprié, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou *propriétaire d'installation de production* visé peut choisir des unités tel que : numéro de circuits, ou nombre de poteaux de lignes, miles ou kilomètres de ligne, etc.

Par exemple, lorsqu'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé exploite 2 000 miles de lignes de transport assujetties, ce *propriétaire d'installation de transport* visé ou ce *propriétaire d'installation de production* visé sera responsable d'inspecter tous les 2 000 miles au moins une fois par année civile. Si une des lignes incluses est de 100 miles de long, et si elle n'a pas été inspectée durant l'année, la quantité en défaut serait de $100/2000 = 0,05$ ou 5 %. Le facteur de risque de la non-conformité « faible » pour l'exigence E6 s'appliquerait dans cet exemple.

Exigence E7 :

L'exigence E7 est une exigence basée sur les risques. Le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé est tenu de compléter son plan annuel des travaux de maîtrise de la végétation pour atteindre l'objectif de cette norme. Des modifications au plan de travaux en réponse à des conditions changeantes ou à des constatations faites durant des *contrôles de la végétation* peuvent être apportées et documentées en prenant pour acquis qu'elles n'exposent pas le réseau de transport à un risque. L'exigence d'un plan annuel de travaux n'est pas dans l'intention d'exiger nécessairement une description détaillée, « portée par portée » ou même « ligne par ligne », de tous les travaux devant être accomplis. Elle a seulement l'intention d'exiger du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé qu'il fournisse les pièces justificatives attestant la planification et l'exécution d'une approche annuelle de maîtrise et de maintenance de la végétation qui empêchent, avec succès, l'empiètement de la végétation sur les MVCD.

Par exemple, lorsqu'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé identifie 1 000 miles de lignes de transport assujetties devant être complétées dans le plan annuel du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé sera responsable de compléter les travaux sur les miles identifiés. Si un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé fait une modification au plan annuel qui ne met pas à risque le réseau de transport de subir un empiètement, le plan annuel peut être modifié. Si les travaux à exécuter sur 100 miles prévus au plan annuel sont retardés à l'année suivante, le calcul pour déterminer le pourcentage des travaux effectués durant l'année en cours serait : $1\ 000 - 100$ (miles avec travaux retardés) = 900 (miles prévus dans le plan annuel modifié), donc $900 / 900 = 100\%$ des miles où les travaux prévus sont terminés. Si un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé a seulement complété les travaux sur 875 des 1 000 miles totaux sans documentation acceptable justifiant la modification au plan annuel, le calcul pour les manquements à compléter le plan annuel serait : $1\ 000 - 875 = 125$ miles avec manquements, alors 125 miles (avec travaux non complétés) / $1\ 000$ (miles prévus dans le plan annuel) = 12,5 % de non achevé.

La possibilité de modifier le plan des travaux permet au *propriétaire d'installation de transport* visé ou au *propriétaire d'installation de production* visé de changer ses priorités ou ses techniques de traitement pendant l'année en fonction des conditions ou des situations qui se présentent. Par exemple, des inspections récentes sur des lignes pourraient permettre d'identifier des travaux non anticipés prioritaires, des conditions météorologiques (sécheresse) pourraient rendre inefficace l'application d'herbicides du plan de l'année, ou une grosse tempête pourrait rendre nécessaire la réaffectation des ressources locales loin des emplacements où la maintenance était planifiée. Cette situation peut aussi inclure de se conformer aux ententes d'assistance mutuelle réaffectée les ressources du système d'un *propriétaire d'installation de transport* concerné ou d'un *propriétaire d'installation de production* concerné pour travailler sur un autre système. N'importe quel de ces exemples pourrait résulter en des reports ou à des ajouts au plan annuel des travaux, à condition qu'ils ne mettent pas le réseau de transport à risque de subir un empiètement de la végétation.

En règle générale, l'approche de la maintenance de la maîtrise de la végétation devrait utiliser toute l'étendue de la servitude du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé, du titre en fief simple et des autres droits légaux alloués. Une approche globale qui utilise toute l'étendue des droits légaux sur les *emprises* est à privilégier par rapport à une approche progressive de maîtrise puisqu'à long terme, elle réduit l'ensemble des risques d'empiètements, et fait en sorte que les futurs travaux planifiés et les futurs cycles d'inspection sont suffisants.

Pendant l'élaboration du plan annuel des travaux, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé doit allouer du temps pour remplir les exigences procédurales pour obtenir les permis pour travailler sur des terres fédérales, étatiques, provinciales, publiques et tribales. Dans certains cas, le délai d'obtention d'un permis pourrait nécessiter de préparer les plans des travaux plus d'un an avant la date de début des travaux. Le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé pourrait aussi avoir besoin de considérer les exigences particulières du propriétaire foncier telles qu'indiquées dans les actes de servitude.

Cette exigence établit l'attente selon laquelle les travaux identifiés dans le plan annuel des travaux seront exécutés tel que planifiés. Par conséquent, les reports ou les modifications pertinentes au plan annuel doivent être documentés. Selon le format utilisé pour la planification ou la documentation par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé, les pièces justificatives du succès de l'exécution du plan annuel des travaux pourraient comprendre les ordres des travaux, les contrats signés, les imprimés provenant des systèmes de gestion des travaux, les chiffriers des travaux effectués versus les travaux complétés, les feuilles de temps, les rapports d'inspection des travaux ou les factures payées. Les autres pièces justificatives peuvent comprendre des photographies et des rapports de déplacements.

FAC-003 — TABLEAU 2 — Distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)¹⁶
 Pour des tensions à **courant alternatif** (pieds)

Tension (c.a.) nominale du réseau (kV)	Tension (c.a.) maximale du réseau (kV) ¹⁷	MVCD (pieds) Du niveau de la mer jusqu'à 500 pi	MVCD (pieds) Plus de 500 pi à 1 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 1 000 pi à 2 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 2 000 pi à 3 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 3 000 pi à 4 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 4 000 pi à 5 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 5 000 pi à 6 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 6 000 pi à 7 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 7 000 pi à 8 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 8 000 pi à 9 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 9 000 pi à 10 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 10 000 pi à 11 000 pi
765	800	8,2 pi	8,33 pi	8,61 pi	8,89 pi	9,17 pi	9,45 pi	9,73 pi	10,01 pi	10,29 pi	10,57 pi	10,85 pi	11,13 pi
500	550	5,15 pi	5,25 pi	5,45 pi	5,66 pi	5,86 pi	6,07 pi	6,28 pi	6,49 pi	6,7 pi	6,92 pi	7,13 pi	7,35 pi
345	362	3,19 pi	3,26 pi	3,39 pi	3,53 pi	3,67 pi	3,82 pi	3,97 pi	4,12 pi	4,27 pi	4,43 pi	4,58 pi	4,74 pi
287	302	3,88 pi	3,96 pi	4,12 pi	4,29 pi	4,45 pi	4,62 pi	4,79 pi	4,97 pi	5,14 pi	5,32 pi	5,50 pi	5,68 pi
230	242	3,03 pi	3,09 pi	3,22 pi	3,36 pi	3,49 pi	3,63 pi	3,78 pi	3,92 pi	4,07 pi	4,22 pi	4,37 pi	4,53 pi
161*	169	2,05 pi	2,09 pi	2,19 pi	2,28 pi	2,38 pi	2,48 pi	2,58 pi	2,69 pi	2,8 pi	2,91 pi	3,03 pi	3,14 pi
138*	145	1,74 pi	1,78 pi	1,86 pi	1,94 pi	2,03 pi	2,12 pi	2,21 pi	2,3 pi	2,4 pi	2,49 pi	2,59 pi	2,7 pi
115*	121	1,44 pi	1,47 pi	1,54 pi	1,61 pi	1,68 pi	1,75 pi	1,83 pi	1,91 pi	1,99 pi	2,07 pi	2,16 pi	2,25 pi
88*	100	1,18 pi	1,21 pi	1,26 pi	1,32 pi	1,38 pi	1,44 pi	1,5 pi	1,57 pi	1,64 pi	1,71 pi	1,78 pi	1,86 pi
69*	72	0,84 pi	0,86 pi	0,90 pi	0,94 pi	0,99 pi	1,03 pi	1,08 pi	1,13 pi	1,18 pi	1,23 pi	1,28 pi	1,34 pi

* De telles lignes sont assujetties à cette norme seulement si le *planificateur de la coordination* en a déterminé ainsi, selon FAC-014 (Se reporter à la section « Applicabilité » ci-dessus).

16. Les distances dans ce tableau représentent les distances minimales requises pour éviter l'arc électrique, toutefois, les pratiques prudentes de maintenance de la végétation préconisent que des distances beaucoup plus grandes soient utilisées au moment de la maintenance de la végétation.
17. Lorsque les lignes assujetties sont exploitées à des tensions nominales autres que celles qui sont indiquées, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé doit utiliser la tension maximale du réseau pour déterminer le dégagement approprié pour cette ligne.

FAC-003 — TABLEAU 2 (SUITE) — Distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)⁷

Pour des tensions à **courant alternatif** (mètres)

Tension (c.a.) nominale du réseau (kV)	Tension (c.a.) maximale du réseau (kV) ¹⁷	MVCD (mètres) Du niveau de la mer jusqu'à 152,4 m	MVCD (mètres) Plus de 152,4 m à 304,8 m	MVCD (mètres) Plus de 304,8 m à 609,6 m	MVCD (mètres) Plus de 609,6 m à 914,4 m	MVCD (mètres) Plus de 914,4 m à 1 219,2 m	MVCD (mètres) Plus de 1 219,2 m à 1 524 m	MVCD (mètres) Plus de 1 524 m à 1 828,8 m	MVCD (mètres) Plus de 1 828,8 m à 2 133,6 m	MVCD (mètres) Plus de 2 133,6 m à 2 438,4 m	MVCD (mètres) Plus de 2 438,4 m à 2 743,2 m	MVCD (mètres) Plus de 2 743,2 m à 3 048 m	MVCD (mètres) Plus de 3 048 m à 3 352,8 m
765	800	2,49 m	2,54 m	2,62 m	2,71 m	2,80 m	2,88 m	2,97 m	3,05 m	3,14 m	3,22 m	3,31 m	3,39 m
500	550	1,57 m	1,60 m	1,66 m	1,73 m	1,79 m	1,85 m	1,91 m	1,98 m	2,04 m	2,11 m	2,17 m	2,24 m
345	362	0,97 m	0,99 m	1,03 m	1,08 m	1,12 m	1,16 m	1,21 m	1,26 m	1,30 m	1,35 m	1,40 m	1,44 m
287	302	1,18 m	0,88 m	1,26 m	1,31 m	1,36 m	1,41 m	1,46 m	1,51 m	1,57 m	1,62 m	1,68 m	1,73 m
230	242	0,92 m	0,94 m	0,98 m	1,02 m	1,06 m	1,11 m	1,15 m	1,19 m	1,24 m	1,29 m	1,33 m	1,38 m
161*	169	0,62 m	0,64 m	0,67 m	0,69 m	0,73 m	0,76 m	0,79 m	0,82 m	0,85 m	0,89 m	0,92 m	0,96 m
138*	145	0,53 m	0,54 m	0,57 m	0,59 m	0,62 m	0,65 m	0,67 m	0,70 m	0,73 m	0,76 m	0,79 m	0,82 m
115*	121	0,44 m	0,45 m	0,47 m	0,49 m	0,51 m	0,53 m	0,56 m	0,58 m	0,61 m	0,63 m	0,66 m	0,69 m
88*	100	0,36 m	0,37 m	0,38 m	0,40 m	0,42 m	0,44 m	0,46 m	0,48 m	0,50 m	0,52 m	0,54 m	0,57 m
69*	72	0,26 m	0,26 m	0,27 m	0,29 m	0,30 m	0,31 m	0,33 m	0,34 m	0,36 m	0,37 m	0,39 m	0,41 m

* De telles lignes sont assujetties à cette norme seulement si le *planificateur de la coordination* en a déterminé ainsi, selon FAC-014 (Se reporter à la section « Applicabilité » ci-dessus).

TABLEAU 2 (SUITE) — Distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)⁷
 Pour des tensions à **courant continu** en pieds (mètres)

Tension (c.c.) nominale du pôle à la terre (kV)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)
	Du niveau de la mer jusqu'à 500 pi	Plus de 500 pi à 1 000 pi	Plus de 1 000 pi à 2 000 pi	Plus de 2 000 pi à 3 000 pi	Plus de 3 000 pi à 4 000 pi	Plus de 4 000 pi à 5 000 pi	Plus de 5 000 pi à 6 000 pi	Plus de 6 000 pi à 7 000 pi	Plus de 7 000 pi à 8 000 pi	Plus de 8 000 pi à 9 000 pi	Plus de 9 000 pi à 10 000 pi	Plus de 10 000 pi à 11 000 pi
	(Du niveau de la mer jusqu'à 152,4 m)	(Plus de 152,4 m à 304,8 m)	(Plus de 304,8 m à 609,6 m)	(Plus de 609,6 m à 914,4 m)	(Plus de 914,4 m à 1 219,2 m)	(Plus de 1 219,2 m à 1 524 m)	(Plus de 1 524 m à 1 828,8 m)	(Plus de 1 828,8 m à 2 133,6 m)	(Plus de 2 133,6 m à 2 438,4 m)	(Plus de 2 438,4 m à 2 743,2 m)	(Plus de 2 743,2 m à 3 048 m)	(Plus de 3 048 m à 3 352,8 m)
±750	14,12 pi (4,30 m)	14,31 pi (4,36 m)	14,70 pi (4,48 m)	15,07 pi (4,59 m)	15,45 pi (4,71 m)	15,82 pi (4,82 m)	16,2 pi (4,94 m)	16,55 pi (5,04 m)	16,91 pi (5,15 m)	17,27 pi (5,26 m)	17,62 pi (5,37 m)	17,97 pi (5,48 m)
±600	10,23 pi (3,12 m)	10,39 pi (3,17 m)	10,74 pi (3,26 m)	11,04 pi (3,36 m)	11,35 pi (3,46 m)	11,66 pi (3,55 m)	11,98 pi (3,65 m)	12,3 pi (3,75 m)	12,62 pi (3,85 m)	12,92 pi (3,94 m)	13,24 pi (4,04 m)	13,54 pi (4,13 m)
±500	8,03 pi (2,45 m)	8,16 pi (2,49 m)	8,44 pi (2,57 m)	8,71 pi (2,65 m)	8,99 pi (2,74 m)	9,25 pi (2,82 m)	9,55 pi (2,91 m)	9,82 pi (2,99 m)	10,1 pi (3,08 m)	10,38 pi (3,16 m)	10,65 pi (3,25 m)	10,92 pi (3,33 m)
±400	6,07 pi (1,85 m)	6,18 pi (1,88 m)	6,41 pi (1,95 m)	6,63 pi (2,02 m)	6,86 pi (2,09 m)	7,09 pi (2,16 m)	7,33 pi (2,23 m)	7,56 pi (2,30 m)	7,80 pi (2,38 m)	8,03 pi (2,45 m)	8,27 pi (2,52 m)	8,51 pi (2,59 m)
±250	3,50 pi (1,07 m)	3,57 pi (1,09 m)	3,72 pi (1,13 m)	3,87 pi (1,18 m)	4,02 pi (1,23 m)	4,18 pi (1,27 m)	4,34 pi (1,32 m)	4,50 pi (1,37 m)	4,66 pi (1,42 m)	4,83 pi (1,47 m)	5,00 pi (1,52 m)	5,17 pi (1,58 m)

Remarques :

Le SDT a déterminé que l'utilisation de la norme IEEE 516-2003 dans la version 1 de la norme FAC-003 constituait une erreur d'application. Le SDT a consulté des spécialistes qui ont conseillé que l'équation de Gallet serait une méthode techniquement justifiable. L'explication du pourquoi l'approche de Gallet est plus appropriée est détaillée dans les paragraphes ci-dessous.

L'équipe de rédaction cherchait une méthode d'établissement des distances de dégagement minimales qui soient basée sur des conditions météorologiques et des facteurs de surtension transitoire maximale réalistes pour les lignes de transport en service.

Le SDT a considéré les aspects suivants en étudiant des modifications possibles aux distances minimales entre la végétation et le conducteur dans la norme FAC-003-1 :

- éviter les problèmes associés à la nécessité de se reporter à des tableaux dans une autre norme (IEEE-516-2003);
- les lignes de transport ne sont pas exploitées dans des conditions de laboratoire (conditions humides);
- les facteurs de surtension transitoire sont moins élevés pour les lignes de transport en service que pour les lignes de transport qui ont été involontairement remises sous tension avec des charges captives.

La norme FAC-003-1 utilise la formule de calcul de la distance minimale d'isolement dans l'air (MAID) sans les outils fournis par la norme IEEE 516-2003 pour déterminer la distance minimale entre un conducteur de ligne de transport et la végétation. Les équations et les méthodes fournies par la norme IEEE 516 ont été élaborées par le groupe de travail de l'IEEE en 1968 à partir de données d'essai provenant de treize laboratoires indépendants. Les distances indiquées aux tableaux 5 et 7 de la norme IEEE-516 reposent sur la tension de tenue de l'air sec entre deux tiges métalliques, ou, en d'autres mots, dans des conditions sèches d'un laboratoire. Par conséquent, la validité de l'utilisation de ces distances pour une application dans un environnement extérieur a été questionnée.

La norme FAC-003-1 permettait aux *propriétaires d'installation de transport* d'utiliser soit le tableau 5 soit le tableau 7 pour établir les distances de dégagement minimales. Le tableau 7 pouvait être utilisé si le *propriétaire d'installation de transport* connaissait les facteurs de surtension transitoire maximale pour son réseau. Autrement, le tableau 5 devait être utilisé. Le tableau 5 indique les distances d'isolement minimales dans l'air dans les pires cas possibles de facteurs de surtension transitoire. Ces pires cas de facteurs de surtension transitoire étaient les suivants : 3,5 pour des tensions phase-phase allant jusqu'à 362 kV ; 3,0 pour des tensions phase-phase entre 500 et 550 kV ; et 2,5 pour des tensions phase-phase entre 765 et 800 kV. Ces pires cas de facteurs de surtension transitoire étaient aussi une source de préoccupation dans cette application particulière des distances.

En général, les pires cas de surtension transitoire surviennent sur des lignes de transport qui sont involontairement remises sous tension immédiatement après que la ligne a été mise hors tension et qu'une charge captive est encore présente. L'intention de la norme FAC-003 est d'empêcher qu'une ligne de transport qui est *en service* soit mise hors tension (c.-à-d. déclenchée) par suite d'un arc électrique entre le conducteur de la ligne et la végétation avoisinante. Alors, les hypothèses pour les pires cas de surtension transitoire ne sont pas appropriées pour cette application. Plutôt, les valeurs de surtension appropriées sont celles qui surviennent seulement lorsque la ligne est mise sous tension.

Les valeurs typiques de surtensions transitoires de lignes en service, comme tel, ne se retrouvent pas aisément dans la documentation parce qu'elles sont négligeables comparées aux valeurs maximales. Une valeur prudente de surtension transitoire maximale qui peut se produire n'importe où le long d'une ligne à courant alternatif en service est approximativement 2,0 p.u. Cette valeur est une estimation prudente de la surtension transitoire qui survient au point d'application (p. ex., un poste électrique) en enclenchant une batterie de condensateurs sans dispositif de pré insertion (p. ex., des résistances d'enclenchement). À des niveaux de tension où les batteries de condensateurs ne sont pas très courantes (p. ex., à une tension maximale de réseau de 362 kV), la surtension transitoire maximale d'une ligne à courant alternatif en service survient en raison d'un début de défaut sur des lignes à courant alternatif adjacentes ou de la manœuvre d'inductance shunt. Ces tensions transitoires sont habituellement de 1,5 p.u. ou moins.

Bien que ces surtensions transitoires ne soient pas propagées à des points éloignés de la barre où elles surviennent, pour faire preuve de prudence, il est assumé que toutes les lignes à courant alternatif avoisinantes sont soumises au même niveau de surtension. Donc, un facteur de surtension transitoire maximale de 2,0 p.u. pour les lignes de transport exploitées à 302 kV et moins est considéré un maximum réaliste pour cette application. Également, pour les lignes de transport à courant alternatif exploitées à des tensions maximales de réseau de 362 kV et plus, un facteur de surtension transitoire de 1,4 p.u. est considéré un maximum réaliste.

Les équations de Gallet sont une méthode acceptée pour la coordination de l'isolation dans la conception des pylônes. Ces équations sont utilisées pour calculer les distances d'amorçage requises pour la coordination appropriée de l'isolation des lignes de transport. Elles ont été élaborées pour les applications sèches ou humides et peuvent être employées avec n'importe quelle valeur du facteur de surtension transitoire. Les équations de Gallet permettent aussi de prendre en compte diverses géométries d'intervalle d'air. Cette approche a été utilisée pour la conception des premières lignes à 500 kV et à 765 kV en Amérique du Nord.

Si l'on compare les distances « MAID » établies à l'aide du tableau 7 de la norme IEEE 516-2003 (tableau D.5 pour les unités anglaises) avec les distances critiques de formation d'arcs électriques calculées avec les équations de Gallet en milieu humide, pour chacune des classes de tension nominale et avec des facteurs de surtension transitoire identiques, les équations de Gallet donnent une valeur de distance minimale plus prudente (supérieure).

Les distances calculées au moyen des formules (milieu sec) énoncées dans la norme IEEE 516 ou des équations de Gallet (pour milieu humide) ne sont pas très différentes lorsque les mêmes facteurs de surtension transitoire sont utilisés ; les équations pour milieu humide donneront invariablement des distances légèrement plus grandes que les valeurs calculées au moyen des équations de la norme IEEE 516 lorsque la même surtension transitoire est utilisée. Alors que les équations de la norme IEEE 516 ont été élaborées que pour des conditions sèches, les équations de Gallet peuvent être utilisées pour calculer les distances d'amorçage de l'arc électrique dans des conditions humides ou sèches.

Alors que l'EPRI tente actuellement d'établir des données empiriques pour déterminer les distances d'arc électrique pour la végétation vivante, il n'existe actuellement aucune formule destinée à calculer expressément les distances minimales entre la végétation et un conducteur. Donc, l'équipe de rédaction des normes a choisi une méthode éprouvée qui est déjà utilisée dans d'autres applications à de très hautes tensions. La pertinence des équations de Gallet dans des conditions humides et le choix d'un facteur de surtension transitoire qui soit conséquent avec l'absence de charges captives sur une ligne de transport en service fait de cette méthode un meilleur choix.

Le tableau suivant est un exemple de comparaison entre des distances calculées au moyen des équations de la norme IEEE 516 et des équations de Gallet.

Comparaison entre les distances d'arc électrique calculées au moyen des équations de Gallet pour conditions humides et des distances « MAID » de la norme IEEE 516-2003

Tension (c.a.) nominale du réseau (kV)	Tension (c.a.) maximale du réseau (kV)	Facteur de surtension transitoire (T)	Dégagement (pi) (équation de Gallet [humides]) à 3 000 pi d'altitude	Tableau 7 (distance MAID selon IEEE 516-2003, [voir le tableau D.5 pour les pieds]) à 3 000 pi d'altitude
765	800	2,0	14,36	13,95
500	550	2,4	11,00	10,07
345	362	3,0	8,55	7,47
230	242	3,0	5,28	4,20
115	121	3,0	2,46	2,10

Justification :

Pendant l'élaboration de cette norme, des boîtes de texte étaient incluses dans la norme pour expliquer le fondement des diverses parties de la norme. Après l'approbation de la norme par le conseil d'administration de la NERC, le contenu de ces boîtes de texte de justification a été déplacé dans la présente section.

Justification pour l'applicabilité (section 4.2.4) :

Les zones exclues de 4.2.4 ont été exclues à la suite de commentaires formulés par l'industrie pour les motifs résumés comme suit : 1) Il y a très peu de risque relié à la végétation dans cette zone. Basé sur un sondage informel, aucun *propriétaire d'installation de transport* n'a déclaré un tel événement. 2) Les postes électriques, les postes de sectionnement et les postes font l'objet de plusieurs inspections et activités de maintenance qui sont nécessaires pour la fiabilité. Ces processus existants gèrent la menace. C'est pourquoi les étapes formelles de cette norme ne conviennent pas très bien pour cet environnement. 3) En adressant spécifiquement les zones où la norme s'applique ou non, rend la norme plus claire

Justification pour l'applicabilité (section 4.3) :

À même le texte de la norme de fiabilité de la NERC FAC-003-3, les lignes de transmission et les lignes assujetties peuvent aussi faire référence aux *installations* de production telles qu'énoncé en 4.3 et ses sous-sections.

Justification pour les exigences E1 et E2 :

Les lignes qui ont le plus d'impact sur la fiabilité sont traitées à l'exigence E1 ; toutes les autres lignes sont couvertes à l'exigence E2.

Justifications pour les types de manquements à maîtriser la végétation lesquels sont énumérés en ordre croissant de degrés de sévérité dans la performance de la non-conformité qui sont reliés à un manquement par le *propriétaire d'installation de transport* concerné ou par le *propriétaire d'installation de production* concerné dans son programme de maintenance de la végétation :

1. Ce manquement dans la gestion est relevé lors des inspections de routine ou lors d'une enquête menée sur un défaut, et est généralement symptomatique de conditions inhabituelles dans un programme autrement sûr.
2. Ce manquement dans la gestion survient lorsque la hauteur et l'emplacement d'un arbre limitrophe à l'intérieur de l'*emprise* n'ont pas été adéquatement pris en considération par le programme.
3. Ce manquement dans la gestion survient lorsque la croissance de la végétation limitrophe n'a pas été adéquatement prise en considération et peut être révélateur d'un programme peu sûr.
4. Ce manquement dans la gestion est habituellement révélateur d'un programme qui ne tient pas compte du comportement dynamique le plus fondamental dans la gestion de la végétation (c.-à-d. une croissance sous la ligne). Si ce type de manquement est omniprésent sur plusieurs lignes, il instaure un mécanisme de *déclenchements en cascade*.

Justification pour l'exigence E3 :

La documentation fournit la base pour évaluer la validité du programme de la végétation du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé. Il peut exister de nombreuses approches acceptables pour maintenir les dégagements. Toute approche doit démontrer que le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé évite les contacts entre la végétation et les conducteurs sous toutes les *caractéristiques assignées* et sous toutes les *conditions d'exploitation électriques assignées*. Voir la figure.

Justification pour l'exigence E4 :

Celle-ci vise à s'assurer que les communications sont promptes entre le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé et le centre de contrôle lorsqu'une situation critique est confirmée.

Justification pour l'exigence E5 :

Des actions légales ou d'autres événements peuvent survenir lesquels imposent des contraintes qui empêchent le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé d'effectuer les travaux planifiés de maintenance de la végétation.

Dans les cas où une ligne de transport est potentiellement exposée à un risque en raison des contraintes, l'intention est la mise en place de mesures provisoires par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé, au lieu de ne rien faire.

Le processus d'actions correctives ne vise pas à adresser les situations où une méthodologie de travaux planifiés ne peut être effectuée, mais une méthodologie alternative de travaux peut être utilisée.

Justification pour l'exigence E6 :

Les inspections sont utilisées par les *propriétaires d'installation de transport* visé ou les *propriétaires d'installation de production* visés pour évaluer l'état de toute l'*emprise*. L'information résultant des évaluations peut être utilisée pour déterminer le risque, pour déterminer les travaux futurs et pour évaluer les travaux récemment complétés. Cette exigence établit une fréquence minimum de *contrôle de la végétation* d'au moins une fois par année civile avec pas plus de 18 mois entre les inspections de la même *emprise*. Basé sur les taux de croissance moyens à travers l'Amérique du Nord et sur les pratiques courantes dans les services publics, cette fréquence minimale est raisonnable. Les *propriétaires d'installation de transport* doivent considérer les facteurs locaux et environnementaux qui pourraient justifier des inspections plus fréquentes.

Justification pour l'exigence E7 :

Cette exigence établit l'attente selon laquelle les travaux identifiés dans le plan des travaux annuel seront complétés tels que planifiés. Elle permet des modifications aux travaux planifiés en cas de conditions changeantes, en tenant compte de la croissance anticipée de la végétation et de tous les autres facteurs environnementaux, à condition que ces modifications ne mettent pas le réseau de transport à risque d'un empiètement de la végétation.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	A être annoncé ultérieurement	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ajout de « Standard Development Roadmap ». 2. Changement de « 60 » à « Sixty » dans la section A, 5.2. 3. Ajout de « Proposed effective Date : April 7, 2006 » au pied de page. 4. Ajout de « Draft 3 : November 17, 2005 » au pied de page. 	20 janvier 2006
1	4 avril 2007	Approbation réglementaire — Date d'entrée en vigueur.	Nouveau
2	3 novembre 2011	Adopté par le conseil d'administration de la NERC.	
2	21 mars 2013	Ordonnance de la FERC émise approuvant la FAC-003-2.	
2	9 mai 2013	Le conseil d'administration de la NERC adopte la modification des facteurs de risque de la non-conformité par l'augmentation des facteurs de risque de la non-conformité pour E2 de « Modéré » à « Élevé ».	

3	9 mai 2012	Approbation de la FAC-003-3 par le conseil d'administration de la NERC.	
3	19 septembre 2013	Une ordonnance de la FERC a été émise le 19 septembre 2013 approuvant la FAC-003-3. Cette norme devient applicable le 1 ^{er} juillet 2014 pour les <i>propriétaires d'installation de transport</i> . Pour les <i>propriétaires d'installation de production</i> , E3 entre en vigueur le 1 ^{er} janvier 2015 et toutes les autres exigences (E1, E2, E4, E5, E6, E7) entrent en vigueur le 1 ^{er} janvier 2016.	
3	22 novembre 2013	Mise à jour des facteurs de risque de la non-conformité pour E2 de « Modéré » à « Élevé » par une règle finale émise par la FERC.	
3	30 juillet 2014	Transféré la section dates d'entrée en vigueur de la norme FAC-003-2 (pour les <i>propriétaires d'installation de transport</i>) à la norme FAC-003-3, conformément au plan de mise en œuvre.	

Norme FAC-003-3 — Maîtrise de la végétation du transport

Annexe QC-FAC-003-3

Dispositions particulières de la norme FAC-003-3 applicables au Québec

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

A. Introduction

1. **Titre :** Maîtrise de la végétation du transport
2. **Numéro :** FAC-003-3
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :** Aucune disposition particulière
5. **Contexte :** Aucune disposition particulière
6. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 6.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 6.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 6.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences et mesures

- E1. Aucune disposition particulière
- E2. Aucune disposition particulière
- E3. Aucune disposition particulière
- E4. Aucune disposition particulière
- E5. Aucune disposition particulière
- E6. Chaque propriétaire d'installation de transport visé et propriétaire d'installation de production visé doit effectuer un *contrôle de la végétation* pour 100 % de ses lignes de transport assujetties (mesurées en utilisant l'unité de son choix – numéros de circuit, nombre de poteaux de lignes, miles ou kilomètres de lignes, etc.) au moins une fois toutes les 2 années civiles si le cycle d'intervention est de 5 ans ou plus, sans dépasser 36 mois civils entre les inspections d'une même emprise, et au moins une fois par année civile si le cycle d'intervention est inférieur à 5 ans, sans dépasser 18 mois civils entre les inspections d'une même emprise.
- M6. Chaque propriétaire d'installation de transport visé et propriétaire d'installation de production visé a des pièces justificatives attestant qu'il a effectué des *contrôle de la végétation* de ses lignes de transport assujetties au moins une fois toutes les 2 années civiles si le cycle d'intervention est de 5 ans ou plus, sans dépasser 36 mois civils entre les inspections d'une même emprise, et au moins une fois par année civile si le cycle d'intervention est inférieur à 5 ans, sans dépasser 18 mois civils entre les inspections d'une même emprise. Les exemples de pièces justificatives acceptables peuvent inclure : des bons de travail complétés et datés, des factures datées ou des dossiers d'inspection datés. (E6).

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Le rapport périodique des données est soumis à la Régie de l'énergie. La Régie de l'énergie fournit l'information trimestriellement à la NERC.

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents pertinents

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

FAC-003-3 — TABLEAU 2 — Distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)

Aucune disposition particulière

Remarques

Aucune disposition particulière

Justification

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	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-010-2.1
- 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 méthode bien définie.
- 4. Applicabilité :**
 - 4.1.** *Responsable de la planification*
- 5. Date d'entrée en vigueur :** Le 19 avril 2010

B. Exigences

- E1.** Le *responsable de la planification* doit avoir par écrit une méthode 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 *système de production-transport d'électricité* (BES) de fonctionner conformément à ce qui suit :
 - E2.1.** Dans son état de précontingence et avec toutes les *installations* en service, le *système de production-transport d'électricité* (BES) 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. Dans l'établissement des SOL, l'état du *système de production-transport d'électricité* (BES) considéré doit être celui où il fonctionne dans les conditions prévues, en tenant compte des modifications de sa topologie, en cas d'indisponibilités d'*installation* 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 dépasser leurs limites thermiques et leurs limites de tension et de stabilité, et il ne doit pas se produire de pannes suite à des *déclenchements en cascade* ou de séparation non maîtrisée du réseau.
 - E2.2.1.** *défaut* monophasé à la terre ou *défaut* triphasé (le plus grave des deux), avec *élimination normale du défaut* sur un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur ou 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.

- E3.6.** critères permettant de déterminer quand une SOL constitue une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* et critères permettant d'établir le IROL T_v correspondant.
- E4.** Le *responsable de la planification* doit transmettre sa méthode d'établissement SOL et toutes les modifications apportées à la méthode, aux entités précisées ci-dessous, avant l'entrée en vigueur d'une modification :
- 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* dont l'activité s'exerce dans une partie 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 toutes les modifications apportées à la méthode, y compris la date de ces communications, conformément à l'exigence E4.
- M3.** 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. Périodicité de la surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Chaque *responsable de la planification* doit présenter une déclaration sur la conformité au *responsable de la surveillance de 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 de la surveillance de la conformité* au cours de leur première année d'activité. Le *responsable de la surveillance de 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 la conformité* est de 12 mois après la dernière constatation de 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 à 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. (Retrait du texte - Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)

Le *responsable de la surveillance de 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 mettre les éléments ci-dessous disponibles à des fins d'inspection lorsque le *responsable de la surveillance de 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 qu'ils seront élaborés et approuvés par la 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 face 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 face à deux des sept *contingences* multiples définies au paragraphe 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 :

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Sans objet	Le responsable de la planification a une méthode par écrit d'établissement des SOL dans sa zone de planification, mais elle ne répond pas à E1.2.	Le responsable de la planification a une méthode par écrit d'établissement des SOL dans sa zone de planification, mais elle ne répond pas à E1.3.	Le responsable de la planification a une méthode par écrit d'établissement des SOL dans sa zone de planification, mais elle ne répond pas à E1.1. OU Le responsable de la planification n'a pas de méthode par écrit d'établissement des SOL dans sa zone de planification.
E2	La méthode d'établissement des SOL du responsable de la planification spécifie que les SOL doivent être définies pour permettre au BES de fonctionner comme spécifié suivant une contingence simple ou multiple, mais elle ne considère pas l'état de précontingence (E2.1).	La méthode d'établissement des SOL du responsable de la planification spécifie que les SOL doivent être définies pour permettre au BES de fonctionner comme spécifié en état de précontingence et suivant une contingence simple, mais elle ne considère pas les contingences multiples (E2.5-E2.6).	La méthode d'établissement des SOL du responsable de la planification spécifie que les SOL doivent être définies pour permettre au BES de fonctionner comme spécifié en état de précontingence et suivant des contingences multiples, mais elle ne répond pas aux critères de fonctionnement en réponse à une contingence simple (E2.2-E2.4).	La méthode d'établissement des SOL du responsable de la planification spécifie que les SOL doivent être définies pour permettre au BES de fonctionner comme spécifié en état de précontingence, mais elle ne spécifie pas que les SOL doivent être définies pour permettre au BES de fonctionner comme spécifié en réponse à des contingences simples (E2.2-E2.4) et ne spécifie pas que les SOL doivent être définies pour permettre au BES de fonctionner comme spécifié en réponse à des contingences multiples (E2.5-E2.6).

Norme FAC-010-2.1 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E3	<p>Le responsable de la planification a une méthode pour établir les SOL qui comprend une description de tous les points suivants : E3.1 à E3.6 sauf un.</p>	<p>Le responsable de la planification a une méthode pour établir les SOL qui comprend une description de tous les points suivants : E3.1 à E3.6 sauf deux.</p>	<p>Le responsable de la planification a une méthode pour établir les SOL qui comprend une description de tous les points suivants : E3.1 à E3.6 sauf trois.</p>	<p>Le responsable de la planification a une méthode pour établir les SOL qui ne comprend pas une description d'au moins quatre des points suivants : E3.1 à E3.6.</p>
E4	<p>Un des points suivants, ou les deux :</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement des SOL, et les modifications apportées à cette méthode, à toutes les entités précisées sauf une.</p> <p>Pour une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie à l'intérieur de 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p>	<p>Un des points suivants :</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement des SOL, et les modifications apportées à cette méthode, à toutes les entités précisées sauf une ET pour une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie de 30 jours civils à moins de 60 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement des SOL, et les modifications apportées à cette méthode, à toutes les entités précisées sauf deux ET pour une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie à l'intérieur de 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p>	<p>Un des points suivants :</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement des SOL, et les modifications apportées à cette méthode, à toutes les entités précisées sauf une ET pour une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie de 60 jours civils à moins de 90 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement des SOL, et les modifications apportées à cette méthode, à toutes les entités précisées sauf deux ET pour une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie de 30 jours civils à moins de 60 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p>	<p>Un des points suivants :</p> <p>Le responsable de la planification n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL, et les modifications apportées à cette méthode, à plus de trois des entités précisées.</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement des SOL, et toutes les modifications apportées à cette méthode, à toutes les entités précisées sauf une ET pour 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>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement des SOL, et les modifications apportées à cette méthode, à toutes les entités précisées sauf deux ET pour une</p>

Norme FAC-010-2.1 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
			<p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à cette méthode, à toutes les entités précisées sauf trois ET pour une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie à l'intérieur de 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p>	<p>modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie de 60 jours civils à moins de 90 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement des SOL, et les modifications apportées à cette méthode, à toutes les entités précisées sauf trois ET pour une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie de 30 jours civils à moins de 60 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement des SOL, et les modifications apportées à cette méthode, à toutes les entités précisées sauf quatre ET pour une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie à l'intérieur de 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p>

Norme FAC-010-2.1 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

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 doit tenir compte, avec toutes les *installations* en service, des *contingences* multiples ci-dessous :
 - 1.1.1** *défauts* phase-terre permanents simultanés sur des phases différentes, sur chacun des deux circuits de transport adjacents sur un pylône multiterne, avec *élimination normale du défaut*. Dans le cas où des pylônes multiternes n'existent qu'à l'entrée et à la sortie de postes et ne sont pas plus de cinq à chaque poste, ce risque est considéré admissible et peut ne pas être pris en compte ;
 - 1.1.2** *défaut* phase-terre permanent sur un groupe de production, un circuit de transport, un transformateur ou un tronçon de barres, avec *élimination retardée du défaut*, sauf dans le cas des disjoncteurs de sectionnement ou de raccordement tel que défini au paragraphe 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* sur 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 d'un *défaut* phase-terre permanent, avec *élimination normale du défaut* sur un circuit de transport, un transformateur ou un tronçon de barres ;
 - 1.1.5** *défaut* autre que triphasé avec *élimination normale du défaut* sur *contingence* en mode commun touchant deux circuits adjacents sur pylônes distincts, sauf s'il est déterminé que la fréquence de l'événement est inférieure à une fois par trente ans ;
 - 1.1.6** panne en mode commun de deux groupes de production raccordés à la même cour de sectionnement, non traitée dans la norme FAC-010 ;
 - 1.1.7** perte de plusieurs tronçons de barres causée par la défaillance ou l'ouverture retardée d'un disjoncteur de raccordement ou de sectionnement de barres pour éliminer un *défaut* phase-terre permanent.
 - 1.2.** Les SOL doivent être établies de manière que, dans le cas des *contingences* multiples définies aux paragraphes 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 et leurs limites de fréquence et de tension post-contingence ;
 - 1.2.2** pas de panne suite à des *déclenchements en cascade* ;
 - 1.2.3** pas de séparation non maîtrisée 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 contrôlée de la fourniture d'électricité à des clients (délestage de charge), la mise hors service planifiée de certains groupes de production et/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 la reconfiguration du réseau est permise par commande manuelle ou automatique ou par intervention des protections.
- 1.2.7** en prévision de la prochaine *contingence*, il est permis d'apporter au réseau des ajustements pouvant toucher la production, la *charge* et la topologie du réseau de transport dans l'établissement des limites.
- 1.3.** Les SOL doivent être établies de manière que, dans le cas des *contingences* multiples définies aux paragraphes 1.1.6 et 1.1.7 de la présente section, leur respect permette au réseau de fonctionner dans les conditions ci-dessous, en ce qui a trait aux effets sur les autres réseaux :

 - 1.3.1** Pas de panne suite à des *déclenchements en cascade*.
- 1.4.** *L'Interconnexion* de l'Ouest peut apporter des modifications (ajustement des catégories de performance) aux *contingences* à étudier et/ou aux réponses du réseau nécessaires 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-010-2.1 — 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	Adoptée par le Conseil d'administration de la NERC.	Nouvelle
1	1 ^{er} novembre 2006	Coquille corrigée. Retrait du mot « each » dans la première phrase de la section D.1.3 Conservation des données.	2007-11-01
2	24 juin 2008	Adoptée par le conseil d'administration de la NERC ; Ordonnance 705 de la FERC.	Révisée
2		Modifié la date d'entrée en vigueur pour 1 ^{er} juillet 2008. Modifié « Cascading outage » pour « Cascading » Remplacé les « Levels of Non-compliance » par les « Violation Severity levels ».	Révisée
2	22 janvier 2010	Mise à jour de la date d'entrée en vigueur et de pied de page pour 29 avril 2009 basé sur l'ordonnance de la FERC du 20 mars 2009.	Mise à jour
2.1	5 novembre 2009	Adoptée par le conseil d'administration de la NERC — modification à la section E1.1 pour refléter la renumérotation des exigences E2.4 et E2.5 de la FAC-010-1 à E2.5 et E2.6 de la FAC-010-2.	Erratum
2.1	19 avril 2010	Approuvée par la FERC — modification à la section E1.1 pour refléter la renumérotation des exigences E2.4 et E2.5 de la FAC-010-1 à E2.5 et E2.6 de la FAC-010-2.	Erratum
2.1	7 février 2013	Approvation du retrait de l'exigence E5 et les 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.	
2.1	21 novembre 2013	Approvation du retrait de l'exigence E5 et les 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 basée sur l'approbation du 24 juin 2013.	

Norme FAC-010-2.1 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

Annexe QC-FAC-010-2.1

Dispositions particulières de la norme FAC-010-2.1 applicables au Québec

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

A. Introduction

1. **Titre :** Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification
2. **Numéro :** FAC-010-2.1
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
 - Fonctions**
Aucune disposition particulière
 - Installations**
La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**
 - 1.1. **Responsabilité de la surveillance de la conformité**
La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.
 - 1.2. **Périodicité de la surveillance de la conformité et délai de retour en conformité**
Aucune disposition particulière
 - 1.3. **Conservation des données**
Aucune disposition particulière
 - 1.4. **Autres informations sur la conformité**
Aucune disposition particulière

Norme FAC-010-2.1 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

Annexe QC-FAC-010-2.1

Dispositions particulières de la norme FAC-010-2.1 applicables au Québec

2. Niveaux de non-conformité pour l'Interconnexion de l'Ouest

Aucune disposition particulière

3. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	4 mai 2015	Nouvelle annexe	Nouvelle
1	xx mois 201x	Modification des dates d'adoption	

A. Introduction

- 1. Titre :** **Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation**
- 2. Numéro :** FAC-011-2
- 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 établies selon une méthode bien définie.
- 4. Applicabilité :**
 - 4.1.** *Coordonnateur de la fiabilité*
- 5. Date d'entrée en vigueur :** Le 29 avril 2009

B. Exigences

- E1.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir par écrit une méthode 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 *système de production transport d'électricité* (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 dépasser leurs limites thermiques et leurs limites de tension et de stabilité. Dans l'établissement des SOL, l'état du *système de production-transport d'électricité* (BES) considéré doit être celui où il fonctionne dans les conditions actuelles et prévues, en tenant compte des modifications de sa topologie, en cas d'indisponibilités d'*installation* 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 dépasser leurs limites thermiques et leurs limites de tension et de stabilité, et il ne doit pas se produire de pannes suite à des *déclenchements en cascade* ou de séparation non maîtrisée du réseau.
 - E2.2.1.** *défaut* monophasé à la terre ou *défaut* triphasé (selon le plus grave des deux), avec *élimination normale du défaut*, sur un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur ou 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.

- E4.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit transmettre sa méthode d'établissement des SOL et toutes les modifications apportées à la méthode, aux entités précisées ci-dessous, avant la mise en vigueur de la méthode ou d'une modification à la méthode :
- E4.1.** chaque *coordonnateur de la fiabilité* de réseau adjacent au sien 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 quelconque de la *zone de fiabilité* ;
 - E4.3.** chaque *exploitant de réseau de transport* dont l'activité s'exerce dans sa *zone de fiabilité*.
- E5.** Si un destinataire de la méthode d'établissement des SOL formule des observations techniques écrites à l'égard de celle-ci, le *coordonnateur de la fiabilité* 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 *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.
- M3.** Si un destinataire de la méthode d'établissement des SOL formule des observations écrites à la suite de son examen technique de celle-ci, le *coordonnateur de la fiabilité* 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. Périodicité de la surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit présenter une déclaration sur la conformité au *responsable de la surveillance de 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 de la surveillance de la conformité* au cours de leur première année d'activité. Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit aussi mener un audit sur place tous les neuf ans et enquêter si les prestations donnent lieu à une plainte.

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 à 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. (Retrait du texte - Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)

Le *responsable de la surveillance de 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 mettre les éléments ci-dessous disponibles à des fins d'inspection lorsque le *responsable de la surveillance de 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** 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.)
- 1.4.3** parties de la méthode d'établissement des SOL qui ont été remplacées au cours des 12 derniers mois ;
- 1.4.4** 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

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 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 face 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 face 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 :

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Sans objet	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> dispose d'une méthode écrite d'établissement des SOL dans sa <i>zone de fiabilité</i> , mais cette méthode ne tient pas compte de l'exigence E1.2.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> dispose d'une méthode écrite d'établissement des SOL dans sa <i>zone de fiabilité</i> , mais cette méthode ne tient pas compte de l'exigence E1.3.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> dispose d'une méthode écrite d'établissement des SOL dans sa <i>zone de fiabilité</i> , mais cette méthode ne tient pas compte de l'exigence E1.1. OU Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ne dispose d'aucune méthode 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 de définir ces limites de façon que le BES fonctionne normalement suivant une contingence simple, mais ne prescrit pas de les définir en état de précontingence (E2.1).	Sans objet	La méthode d'établissement des SOL du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> prescrit de définir ces limites de façon que le BES fonctionne normalement en état de précontingence, mais ne prescrit pas de les définir suivant une contingence simple (E2.2-E2.4).	La méthode d'établissement des SOL du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ne prescrit pas de définir ces limites de façon que le BES fonctionne normalement en état de précontingence, et ne prescrit pas de les définir suivant une contingence simple (E2.1-E2.4).
E3	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> dispose d'une méthode écrite d'établissement des SOL qui, pour l'une des exigences E3.1 à E3.7, ne fournit pas la description requise.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> dispose d'une méthode écrite d'établissement des SOL qui, pour deux des exigences E3.1 à E3.7, ne fournit pas la description requise.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> dispose d'une méthode écrite d'établissement des SOL qui, pour trois des exigences E3.1 à E3.7, ne fournit pas la description requise.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> dispose d'une méthode écrite d'établissement des SOL qui, pour plus de trois exigences E3.1 à E3.7, ne fournit pas la description requise.
E4	Au moins l'une des situations suivantes : Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à l'une des entités qui le requièrent.	L'une des situations suivantes : Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à l'une des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a	L'une des situations suivantes : Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à l'une des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a	L'une des situations suivantes : Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à plus de trois des entités qui le requièrent.

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
	<p>Pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai de moins de 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p>	<p>été transmise dans un délai compris entre 30 et 60 ours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à deux des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai de moins de 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p>	<p>été transmise dans un délai compris entre 60 et 90 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à deux des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai compris entre 30 et 60 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à trois des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai de moins de 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à l'une des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai de plus de 90 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à deux des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai compris entre 60 et 90 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à trois des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai compris entre 30 et 60 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p>

Norme FAC-011-2 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
				<p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à quatre des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai de moins de 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p>
<p>E5 (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a reçu des observations techniques écrites à l'égard de sa méthode d'établissement des SOL et il a fourni une réponse complète dans un délai compris entre 45 et 60 jours civils.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a reçu des observations techniques écrites à l'égard de sa méthode d'établissement des SOL et il a fourni une réponse complète dans un délai compris entre 60 et 75 jours civils.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a reçu des observations techniques écrites à l'égard de sa méthode d'établissement des SOL et il a fourni une réponse complète dans un délai compris entre 75 et 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Dans sa réponse aux observations écrites à l'égard de sa méthode d'établissement des SOL, le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a indiqué qu'il n'y aura pas de modification, mais n'a pas expliqué pourquoi.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a reçu des observations techniques écrites à l'égard de sa méthode d'établissement des SOL et il a fourni une réponse complète dans un délai de plus de 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Dans sa réponse aux observations écrites à l'égard de sa méthode d'établissement des SOL, le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas indiqué si une modification sera apportée à la 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 l'exigence E3.3, l'établissement des SOL, avec toutes les *installations* en service, doit tenir compte des *contingences* multiples ci-dessous :
 - 1.1.1** *défauts* phase-terre permanents simultanés sur des phases différentes, sur chacun des deux circuits de transport adjacents sur un pylône multiterne, avec *élimination normale du défaut*. Dans le cas où des pylônes multitermes n'existent qu'à l'entrée et à la sortie d'un poste, et ne sont pas plus de cinq pylônes à chaque poste, ce risque est considéré admissible et peut ne pas être pris en compte ;
 - 1.1.2** *défaut* phase-terre permanent sur un groupe de production, un circuit de transport, un transformateur ou un tronçon de barres, avec *élimination retardée du défaut*, sauf dans le cas des disjoncteurs de sectionnement ou de raccordement tel que défini au paragraphe 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* sur 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 d'un *défaut* phase-terre permanent, avec *élimination normale du défaut*, sur un circuit de transport, un transformateur ou un tronçon de barres ;
 - 1.1.5** *défaut* autre que triphasé avec *élimination normale du défaut* sur *contingence* en mode commun touchant deux circuits adjacents sur pylônes distincts, sauf s'il est déterminé que la fréquence de l'événement est inférieure à une fois par trente ans ;
 - 1.1.6** panne en mode commun de deux groupes de production raccordés au même poste de départ, non traitée dans la norme FAC-011 ;
 - 1.1.7** perte de plusieurs tronçons de barres causée par la défaillance ou l'ouverture retardée d'un disjoncteur de raccordement ou de sectionnement de barres pour éliminer un *défaut* phase-terre permanent.
 - 1.2.** Les SOL doivent être établies de manière que, dans le cas des *contingences* multiples définies aux paragraphes 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 et leurs limites de fréquence et de tension post-contingence ;
 - 1.2.2** pas de panne suite à des *déclenchements en cascade* ;
 - 1.2.3** pas de séparation non maîtrisée du réseau ;

- 1.2.4** stabilité du système 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 contrôlée de la fourniture d'électricité à des clients (délestage de charge), la mise hors service planifiée de certains groupes de production et/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 la reconfiguration du réseau est permise par commande manuelle ou automatique ou par intervention des protections ;
 - 1.2.7** en prévision de la prochaine *contingence*, il est permis d'apporter au réseau des ajustements pouvant toucher la production, la *charge* et la topologie du réseau de transport dans l'établissement des limites.
- 1.3.** Les SOL doivent être établies de manière que, dans le cas des *contingences* multiples définies aux paragraphes 1.1.6 et 1.1.7 de la présente section, leur respect permette au réseau de fonctionner dans les conditions ci-dessous, en ce qui a trait aux effets sur les autres réseaux :
- 1.4.** L'*Interconnexion* de l'Ouest peut apporter des modifications (ajustement des catégories de performance) aux *contingences* à étudier et/ou aux réponses du réseau nécessaires 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-011-2 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1 ^{er} novembre 2006	Adoptée 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 à la référence FAC-011 plutôt que FAC-010.	Révisée
2	24 juin 2008	Adoptée par le conseil d'administration de la NERC : ordonnance 705 de la FERC .	Révisée
2	22 janvier 2010	Mise à jour de la date de mise en vigueur et du bas de page pour le 29 avril 2009 basée sur l'ordonnance de la FERC du 20 mars 2009.	Mise à jour
2	7 février 2013	Approbation du retrait de l'exigence E5 and les 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 and les éléments associés par la FERC dans le cadre du projet « Paragraph 81» (« Project 2013-02 »).	
2	24 février 2014	Mise à jour des VSL basée sur l'approbation du 24 juin 2013.	

Norme FAC-011-2 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

Annexe QC-FAC-011-2

Dispositions particulières de la norme FAC-011-2 applicables au Québec

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

A. Introduction

1. **Titre :** **Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation**
2. **Numéro :** FAC-011-2
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
 - Fonctions**
Aucune disposition particulière
 - Installations**
La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**
 - 1.1. **Responsabilité de la surveillance de la conformité**
La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.
 - 1.2. **Périodicité de la surveillance de la conformité et délai de retour en conformité**
Aucune disposition particulière
 - 1.3. **Conservation des données**
Aucune disposition particulière
 - 1.4. **Autres informations sur la conformité**
Aucune disposition particulière

Norme FAC-011-2 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

**Annexe QC-FAC-011-2
Dispositions particulières de la norme FAC-011-2 applicables au Québec**

2. Niveaux de non-conformité

Aucune disposition particulière

3. Niveaux de gravité de la non-conformité

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

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	4 mai 2015	Nouvelle annexe	Nouvelle
1	Xx mois 201x	Modification des dates d'adoption	

A. Introduction

1. **Titre :** Transferts dynamiques
2. **Numéro :** INT-004-3
3. **Objet :** Faire en sorte que les *programmes dynamiques* et les *pseudo-interconnexions* soient communiqués et tenus en compte adéquatement dans les procédures de gestion de la congestion.

4. **Applicabilité :**

- 4.1. *Responsable de l'équilibrage*

- 4.2. *Négociant*

5. **Date d'entrée en vigueur :**

Le premier jour du deuxième trimestre civil à survenir après la date d'approbation de cette norme par l'organisme gouvernemental approuvé, ou selon les exigences applicables à un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par l'organisme approuvé. Si l'approbation par l'organisme gouvernemental n'est pas nécessaire, la norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après la date d'adoption de cette norme par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.

6. **Contexte :**

Cette norme a été révisée dans le cadre du Projet 2008-12« Normes sur la coordination des échanges» afin d'assurer la transparence des transferts dynamiques.

- L'exigence E1 est une version modifiée de l'exigence E1 de la norme INT-001-3 et transférée dans la norme INT-001-3. L'exigence s'étend maintenant aux *pseudo-interconnexions*.
- L'exigence E2 est une version modifiée de la version INT-004-2, afin de revoir les conditions qui rendent nécessaire la mise à jour du *transfert dynamique*.
- Les exigences E1 et E2 s'appliquent maintenant aussi aux *pseudo-interconnexions*. L'exigence de créer une RFI pour les *pseudo-interconnexions* vise à ce que toutes les entités concernées soient au courant du *transfert dynamique* et conviennent s'être entendues sur les diverses responsabilités associées à celui-ci.
- L'exigence E3 a été créée afin d'assurer la coordination entre toutes les entités concernées avant la mise en œuvre initiale d'une *pseudo-interconnexion*.
- La section Principes directeurs et fondements techniques a été ajoutée pour présenter un résumé des éléments dont il faut tenir compte lorsqu'on établit un *transfert dynamique*.

B. Exigences et Mesures

- E1.** Chaque *négociant* qui sécurise l'énergie nécessaire pour desservir une *charge* au moyen d'un *programme dynamique* ou d'une *pseudo-interconnexion* doit s'assurer qu'une *demande d'échange* est soumise sous la forme d'un *échange convenu* à temps¹ au responsable de l'équilibrage consommateur pour ce *programme dynamique* ou *pseudo-interconnexion*, à moins que, l'information sur la *pseudo-interconnexion* soit intégrée aux procédures de gestion de la congestion par un autre moyen. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification de l'exploitation, exploitation du jour même*]
- M1.** Le *négociant* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des journaux électroniques horodatés ou autres pièces justificatives datées) attestant qu'une *demande d'échange* a été soumise pour les *programmes dynamiques* ou les *pseudo-interconnexion* sous la forme d'un *échange convenu* à temps¹, au *responsable de l'équilibrage consommateur* pour le *programme dynamique* ou la *pseudo-interconnexion*. Dans le cas des *pseudo-interconnexions* intégrées aux procédures de gestion de la congestion par un autre moyen, le *négociant* doit avoir des pièces justificatives de cette intégration (par exemple des données de modélisation de *logiciel de calcul de la répartition des échanges*, ou encore une entente sur support papier ou électronique avec un *responsable de l'équilibrage* visant l'intégration de la *pseudo-interconnexion* aux procédures de gestion de la congestion). (E1)
- E2.** Le *négociant* qui soumet une *demande d'échange* conformément à l'exigence E1 doit veiller à ce que l'*échange confirmé* associé au *programme dynamique* ou à la *pseudo-interconnexion* en question soit mis à jour pour les heures futures, aux fins des procédures de gestion de la congestion, dans l'une ou l'autre des conditions suivantes se produisent : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification de l'exploitation, exploitation du jour même, exploitation en temps réel*]
- 2.1.** Pour un *échange confirmé* de plus de 250 MW pendant la dernière heure, l'énergie réelle intégrée sur une base horaire s'écarte de plus de 10 % par rapport à l'*échange confirmé* pendant cette heure et il est prévu que cet écart persistera.
- 2.2.** Pour un échange confirmé de 250 MW ou moins pendant la dernière heure, l'énergie réelle intégrée sur une base horaire s'écarte de plus de 25 MW par rapport à l'*échange confirmé* pendant cette heure et il est prévu que cet écart persistera.
- 2.3.** Le *négociant* reçoit une notification d'un *coordonnateur de la fiabilité* ou d'un *exploitant de réseau de transport* lui demandant de mettre à jour l'*échange confirmé*.
- M2.** Le *négociant* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des journaux électroniques horodatés, des études de fiabilité ou autres pièces justificatives datées) attestant qu'il a mis à jour ses *échanges confirmés* lorsque l'écart correspond aux critères de l'exigence E2, parties 2.1 à 2.3 (E2)
- E3.** Chaque *responsable de l'équilibrage* ne doit mettre en œuvre ou exploiter une *pseudo-interconnexion* que si elle est inscrite à la publication du « NAESB Electric Industry Registry » afin de soutenir les procédures de gestion de la congestion. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]
- M3.** Le *responsable de l'équilibrage* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des journaux électroniques horodatés ou autres pièces justificatives datées) attestant qu'il a mis en œuvre ou exploité une *pseudo-interconnexion* que si elle est inscrite à la publication du « NAESB Electric Industry Registry. » (E3)

1. Se reporter aux tableaux des délais de la norme INT-006-4.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

Entité régionale

1.2. Conservation des pièces justificatives

Le *négociant* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *responsable de la surveillance de l'application des normes (CEA)* lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit .

- Le *négociant* doit conserver les pièces justificatives pour montrer sa conformité aux exigences E1 et E2 pendant les trois mois civils les plus récents, plus le mois courant.
- Le *responsable de l'équilibrage* doit conserver les pièces justificatives pour montrer sa conformité à l'exigence E3 pendant les trois mois civils les plus récents, plus le mois courant.

Si un *négociant* ou un *responsable de l'équilibrage* est jugé non conforme à l'une ou l'autre des exigences, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit jugé conforme.

Le responsable de l'application des normes doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés

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

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuels

Enquête de conformité

Déclaration volontaire

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification de l'exploitation; exploitation du jour même	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>négociant</i> a sécurisé l'énergie nécessaire pour alimenter une <i>charge</i> au moyen d'un <i>programme dynamique</i> ou d'une <i>pseudo-interconnexion</i> , mais ne s'est pas assuré qu'une <i>demande d'échange</i> a été soumise sous la forme d'un <i>échange convenu</i> à temps au <i>responsable de l'équilibrage consommateur</i> , et n'a pas intégré l'information concernant la <i>pseudo-interconnexion</i> aux procédures de gestion de la congestion par un autre moyen.
E2	Planification de l'exploitation, exploitation du jour même	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Un écart correspondait ou dépassait les critères de l'exigence E2 partie E2.1 à E2.3 et il était prévu durer, mais le <i>négociant</i> n'a pas veillé à ce que l' <i>échange confirmé</i> associé au <i>programme dynamique</i> ou

Norme INT-004-3 – Transferts dynamiques

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						à la <i>pseudo-interconnexion</i> soit mis à jour pour les heures futures.
E3	Planification de l'exploitation	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>responsable de l'équilibrage</i> a mis en œuvre ou exploité une <i>pseudo-interconnexion</i> non inscrite à la publication du NAESB Electric Industry Registry..

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Le document *Dynamic Transfer Reference Guidelines*, est incorporé à la publication *NERC Operating Manual*, à l'adresse suivante : http://www.nerc.com/files/opman_3_2012.pdf.

Principes directeurs d'application

Principes directeurs et fondements techniques

La présente norme exige de soumettre un *échange convenu* tant pour un *programme dynamique* que pour une *pseudo-interconnexion*. En général, les *pseudo-interconnexions* sont comptabilisé par toutes les parties comme des *échanges*, tandis que les *programmes dynamiques* le sont comme des *échanges programmés*. Les obligations des entités qui participent à un *transfert dynamique* dépendent du type de *transfert dynamique* choisi. Ces principes directeurs présentent les éléments dont il faut tenir compte lorsqu'on détermine quel type de *transfert dynamique* il convient d'utiliser dans une situation donnée.

Considérations générales pour l'établissement et la mise en œuvre des *transferts dynamiques*

- Pendant la préparation d'un *transfert dynamique*, une source de données commune est établie. Durant la préparation du plan devant être établis l'éventualité où cette source de données normale ne serait pas disponible.
- Après tout ajustement de fiabilité apporté à un *programme dynamique*, chaque *responsable de l'équilibrage* doit adopter des valeurs établies conjointement de manière à prévenir tout dépassement des limites établies par l'ajustement de fiabilité.
 - Puisque la variable «d'échange *programmé net* »utilisé dans le contrôle de son ACE (ou autre processus de contrôle) ne coïncide pas avec la valeur de l'*échange confirmé*, mais plutôt d'une source commune quelconque, chaque *responsable de l'équilibrage* doit être prêt à agir pour contrôler les données qui alimentent cette source commune.
- Chaque *responsable de l'équilibrage consommatrice* doit incorporer à ses processus les ressources accessibles par l'entremise de *programmes dynamiques* ou de *pseudo-interconnexions* afin d'établir les besoins de *réserve pour contingence*, ainsi que pour mesurer la réponse de la réserve pour contingence.

Le tableau ci-dessous décrit et résume les obligations associées historiquement aux *pseudo-interconnexions* et aux *programmes dynamiques* en rapport avec plusieurs des points traités ci-dessus. Dans la pratique, cependant, les *responsables de l'équilibrage consommatrice* et *expéditrice* peuvent convenir d'une autre répartition des obligations que celle présentée dans le tableau ci-dessous.

Obligation ou modélisation du responsable de l'équilibrage	Pseudo-interconnexion	Programme dynamique
Planification et déclaration de la production et coordination des indisponibilités	Responsable de l'équilibrage consommateur	Généralement le responsable de l'équilibrage expéditeur, mais peut être réaffectée (en tout ou en partie) au responsable de l'équilibrage consommateur
Rétablissement et déclaration selon les normes CPS,DCS, et RMS.	Responsable de l'équilibrage consommateur	Responsable de l'équilibrage expéditeur ou consommateur (selon les ententes)
Responsabilité opérationnelle	Responsable de l'équilibrage consommateur	Responsable de l'équilibrage expéditeur
Services du responsable de l'équilibrage Annexes 3 à 6 des de l'OATT de la FERC et autres services complémentaires selon les besoins	Responsable de l'équilibrage consommateur	Responsable de l'équilibrage expéditeur
Services complémentaires associés au	Responsable de l'équilibrage	Responsable de l'équilibrage

Principes directeurs d'application

Obligation ou modélisation du responsable de l'équilibrage	Pseudo-interconnexion	Programme dynamique
transport Annexes 1 et 2 des Tarifs et conditions des services de transport normalisés par la FERC et autres services complémentaires selon les besoins	consommateur (<i>selon l'entente</i>)	consommateur <i>ou</i> expéditeur (selon l'entente)
Calcul et réglage de la <i>compensation en fréquence</i> de l'ACE	Les responsable de l'équilibrage expéditeur et consommateur doivent adapter la logique de commande qui détermine leur réglage de la compensation en fréquence en tenant compte des caractéristiques de compensation en fréquence des charges ou des ressources transférées entre les zones d'équilibrage par la pseudo-interconnexion	Le responsable de l'équilibrage consommateur doit inclure la charge de son programme dynamique dans sa prévision de charge servant à établir le besoin de compensation en fréquence. Le responsable de l'équilibrage expéditeur doit modifier de la même valeur, mais en sens inverse, la charge servant à établir le réglage de la compensation en fréquence
Prévision et déclaration de la demande de charge	Responsable de l'équilibrage consommateur	Responsable de l'équilibrage expéditeur
Délestage manuel pendant une alerte de <i>défaillance en énergie</i>	Responsable de l'équilibrage consommateur	Responsable de l'équilibrage expéditeur

Considérations générales concernant les *réductions de transfert dynamique*

Les particularités de la gestion des *réductions de transfert dynamique* sont décrites dans le document «Dynamic Transfer Reference Guidelines» de la NERC, version 2.

Dans le cas des *programmes dynamiques* :

Si le service de transport entre les *responsables de l'équilibrage producteur et consommateur* est réduit, il peut être nécessaire de réduire d'autant la plage admissible de l'ampleur des programmes d'échange entre ces zones, y compris les *programmes dynamiques*. Tous les *responsables de l'équilibrage* impliqués dans une réduction de *programme dynamique* doivent aussi rajuster selon une valeur commune le signal d'entrée du *programme dynamique* dans leurs équations respectives de l'ACE. La valeur utilisée doit être égale ou inférieure à celle de l'étiquette du *programme dynamique* réduit. Comme les étiquettes de *programme dynamique* ne sont généralement pas utilisées comme signaux de *transfert dynamique* pour l'ACE, ce rajustement peut nécessiter une saisie manuelle ou une autre modification d'une valeur calculée ou télémessurée utilisée par l'ACE.

Dans le cas des *pseudo-interconnexions* :

Si le service de transport entre les *responsables de l'équilibrage délégant et délégataire* est réduit, il est nécessaire de réduire d'autant la plage admissible de l'ampleur des *pseudo-interconnexions* entre ces zones.

Les deux passages ci-dessus décrivent dans quels cas les *réductions* (généralement communiquée au moyen d'une *étiquette* électronique) de *transfert dynamique* nécessitent de la part des *responsables de l'équilibrage* une intervention supplémentaire afin d'assurer leur conformité à la *réduction*.

Les *réductions* de la plupart des transactions étiquetées sont mises en oeuvre par une modification des équations de l'ACE des *responsables de l'équilibrage producteur et consommateur*. Cependant, les

Principes directeurs d'application

changements (y compris les *réductions*) dans les transactions étiquetées de *programme dynamique* et de *pseudo-interconnexion* ne modifient pas directement les équations de l'ACE des *responsables de l'équilibrage producteur* et *consommateur*. Ces types de transaction influent sur l'équation de l'ACE par l'entremise du signal de *transfert dynamique*, et non au moyen de l'*étiquette* électronique. C'est pourquoi les *responsables de l'équilibrage* doivent mettre en place une automatisation supplémentaire ou exécuter des opérations manuelles supplémentaires pour réduire le signal de *transfert dynamique* et afin de se conformer à la réduction.

Justification

Pendant l'élaboration de la présente norme, des boîtes de texte étaient incorporées à la norme pour expliquer le justification de diverses parties de la norme. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces boîtes de texte a été transféré à cette section.

Justification pour E1 :

Cette exigence vise à assurer la transmission d'une *demande d'échange* pour un *programme dynamique* ou une *pseudo-interconnexion*. Si une prévision est disponible, on s'attend à ce que celle-ci soit utilisée pour définir le profil d'énergie de la *demande d'échange*. Si aucune prévision n'est disponible, le profil d'énergie ne peut pas dépasser la quantité de MW maximale prévisible de la transaction.

Justification pour E2 :

Cette exigence n'impose aucune restriction à la mise à jour des étiquettes en tout temps. Elle spécifie les conditions dans lesquelles il est nécessaire de mettre à jour une étiquette.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Entrée en vigueur	Nouveau document
1	2 mai 2006	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
2	9 octobre 2007	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC (retrait de la dispense pour le WECC)	Révision
2	21 juillet 2008	Approbation par la FERC	Révision
3	6 février 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
3	30 juin 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme INT-004-3	

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

A. Introduction

1. **Titre :** Transferts dynamiques
2. **Numéro :** INT-004-3
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**

Fonctions

La présente norme ne s'applique pas aux *négociants*.

Installations

Aucune disposition particulière

5. **Date d'entrée en vigueur :**

- 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
- 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
- 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

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

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

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

- 1.2. **Conservation des pièces justificatives**

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

- 1.4. **Autres informations sur la conformité**

Aucune disposition particulière

2. **Tableau des éléments de conformité**

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements

Aucune disposition particulière

Justification

Aucune disposition particulière

Historique des versions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	Xx mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Évaluation des transactions d'échange
2. **Numéro :** INT-006-4
3. **Objet :** Faire en sorte que les entités responsables conduisent une étude de fiabilité pour chaque *échange convenu* avant sa mise en œuvre.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. *Responsable de l'équilibrage*
 - 4.2. *Fournisseur de service de transport*
5. **Date d'entrée en vigueur :**

Le premier jour du deuxième trimestre civil à survenir après la date d'approbation de cette norme par l'organisme gouvernemental approprié, ou selon les exigences applicables à un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation d'un organisme gouvernemental approprié. Si l'approbation par un organisme gouvernemental approprié n'est pas nécessaire, la norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après la date d'adoption de cette norme par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.

6. **Contexte :**

La présente norme a été révisée dans le cadre du Projet 2008-12 sur la coordination des normes sur les échanges d'énergie, visant à combiner les exigences des diverses normes INT en un nombre réduit de normes dans une séquence logique. Le contenu de INT-006-4 continue de porter sur l'évaluation de la fiabilité des *transactions d'échange* avant leur mise en œuvre.

Le contenu de la norme INT-006-4 a été révisé et élargi de la façon suivante :

- L'exigence E1 a été rédigée à partir de la révision de l'exigence E1 de INT-006-3. Cette exigence donne l'assurance que les *responsables de l'équilibrage* qui participent à un *échange convenu* approuvent ou refusent activement la conversion de celui-ci en *échange confirmé*. L'exigence liste également les critères qui déterminent dans quels cas un *responsable de l'équilibrage* doit refuser la conversion.
- L'exigence E2 a été rédigée à partir de l'exigence E1 de INT-006-3. Cette exigence donne l'assurance que les *fournisseurs de services de transport* qui participent à un *échange convenu* approuvent ou refusent activement la conversion de celui-ci en *échange confirmé*. L'exigence liste également les critères qui déterminent dans quels cas un *fournisseur de service de transport* doit refuser la conversion.
- L'exigence E3 a été rédigée à partir de la révision de l'exigence E1 de la version INT-006-3. Cette exigence donne l'assurance que les *responsables de l'équilibrage* qui reçoivent un *échange convenu d'ajustement de fiabilité* approuvent ou refusent activement la conversion de celui-ci en *échange confirmé*.
- L'exigence E4 a été créée par le transfert et la révision de l'exigence E1 INT-007-1, laquelle a été retirée dans le cadre du projet. Cette exigence liste les

critères déterminant dans quels cas le *responsable de l'équilibrage consommateur* ne doit pas convertir un *échange convenu* en *échange confirmé*.

- L'exigence E5 a été créée par le transfert et la révision de l'exigence E1 de INT-008-3, laquelle a été retirée dans le cadre du projet. Cette exigence liste les entités que le *responsable de l'équilibrage consommateur* doit notifier lorsqu'un *échange convenu* a été converti en *échange confirmé*.
- Les tableaux des délais de l'annexe 1 pour le WECC ont été modifiés en fonction d'une programmation sur base de 15 minutes.

Exigences et mesures

- E1.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit approuver ou refuser, avant l'expiration du délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1, chaque *échange convenu* soumis à temps ou *échange convenu* d'urgence qu'il reçoit. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : Planification de l'exploitation, exploitation du jour même et exploitation en temps réel*]
- 1.1.** Chaque *responsable de l'équilibrage producteur* et *responsable de l'équilibrage consommateur* doit refuser l'*échange convenu* ou réduire l'*échange confirmé* s'il ne prévoit pas être capable de soutenir l'ampleur de l'échange, y compris la rampe, pendant toute la durée de l'*échange convenu*.
- 1.2.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit refuser l'*échange convenu* ou réduire l'*échange confirmé* si le chemin programmé (connectivité appropriée des *responsables de l'équilibrage adjacents*) entre lui et ses *responsables de l'équilibrage adjacents* n'est pas valide.
- M1.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit avoir des pièces justificatives (par exemple des journaux électroniques horodatés ou autre pièce justificative) attestant qu'il a répondu à chaque demande d'approbation de conversion d'un *échange convenu* en *échange confirmé* dans le délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1. (E1)
- E2.** Chaque *fournisseur de service de transport* doit approuver ou refuser, avant l'expiration du délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1, chaque *échange convenu* soumis à temps ou *échange convenu* d'urgence qu'il reçoit. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : Planification de l'exploitation du jour même et exploitation en temps réel*]
- 2.1.** Chaque *fournisseur de service de transport* doit refuser l'*échange convenu* ou réduire l'*échange confirmé* si le chemin de transport (connectivité adéquate des *fournisseurs de service de transport adjacents*) entre celui-ci et ses *fournisseurs de service de transport adjacents* n'est pas valide.
- M2.** Chaque *fournisseur de service de transport* doit avoir des pièces justificatives (par exemple des journaux électroniques horodatés, études, ou autre pièce justificative) attestant qu'il a répondu, dans le délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1, à chaque *échange convenu* ou *échange convenu* d'urgence. Si le chemin de transport entre le *fournisseur de services de transport* et ses *fournisseurs de services de transport adjacents* n'est pas valide, le *fournisseur de service de transport* doit avoir des pièces justificatives (par exemple des journaux électroniques horodatés, études ou autre pièce justificative) qu'il a refusé l'*échange convenu* ou qu'il a réduit l'*échange confirmé*. (E2)

- E3.** Le *responsable de l'équilibrage producteur* et le *responsable de l'équilibrage consommateur* qui reçoivent un *échange convenu d'ajustement de fiabilité* doivent l'approuver ou le refuser avant l'expiration du délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : Planification de l'exploitation, exploitation du jour même et exploitation en temps réel*]
- 3.1.** Si un *responsable de l'équilibrage* refuse un *échange convenu d'ajustement de fiabilité*, il doit en informer son *coordonnateur de la fiabilité* dans un délai d'au plus 10 minutes après le refus.
- M3.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir des pièces justificatives (par exemple des journaux électroniques horodatés, études, ou autre pièce justificative) attestant qu'après avoir reçu un *échange convenu d'ajustement de fiabilité*, il a approuvé ou refusé l'échange et, le cas échéant, communiqué son refus au *coordonnateur de la fiabilité* dans un délai d'au plus 10 minutes après le refus. (E3)
- E4.** Chaque *responsable de l'équilibrage consommateur* doit confirmer qu'aucune des conditions suivantes n'existe avant de convertir un *échange convenu* en *échange confirmé* : [*Facteur de risque (VRF) : faible*] [*Horizon : Planification de l'exploitation, exploitation du jour même et exploitation en temps réel*]
- Il s'agit d'un *échange convenu d'ajustement de fiabilité*, le délai prescrit à la colonne B du tableau de l'annexe 1 a expiré et le *responsable de l'équilibrage producteur* ou le *responsable de l'équilibrage consommateur* associé à l'*échange convenu* n'a pas communiqué son approbation de la conversion.
 - Il ne s'agit pas d'un *échange convenu d'ajustement de fiabilité*, le délai prescrit à la colonne B du tableau de l'annexe 1 a expiré et les *responsables de l'équilibrage* et les *fournisseurs de service de transport* associés à l'*échange convenu* n'ont pas tous communiqué leur approbation de la conversion.
 - Il ne s'agit pas d'un *échange convenu d'ajustement de fiabilité*, le délai prescrit à la colonne B du tableau de l'annexe 1 a expiré et l'une ou l'autre des entités associées à l'*échange convenu* a communiqué son refus de la conversion.
- M4.** Chaque *responsable de l'équilibrage consommateur* doit avoir des pièces justificatives (par exemple des journaux électroniques horodatés, études, ou autre pièce justificative) attestant que, dans les conditions décrites à l'exigence E4, il n'a pas converti un *échange convenu* en *échange confirmé*. (E4)
- E5.** Pour chaque *échange convenu* qui est converti en *échange confirmé*, le *responsable de l'équilibrage consommateur* doit notifier les entités suivantes de l'*échange confirmé* soumis à temps, dans un délai permettant d'incorporer cette notification aux systèmes de programmation avant le début de la rampe, conformément à la colonne D du tableau de l'annexe 1 : [*Facteur de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : Planification de l'exploitation, exploitation du jour même et exploitation en temps réel*]
- 5.1.** le *responsable de l'équilibrage producteur* ;
 - 5.2.** chaque *responsable de l'équilibrage intermédiaire* ;
 - 5.3.** chaque *coordonnateur de la fiabilité* associé à chaque *responsable de l'équilibrage* qui participe à l'*échange convenu* ;
 - 5.4.** chaque *fournisseur de service de transport* qui participe à l'*échange convenu* ;
 - 5.5.** chaque *négociant* qui participe à l'*échange convenu*.

M5. *Le responsable de l'équilibrage consommateur* doit détenir des pièces justificatives (par exemple des journaux électroniques horodatés ou autres pièces justificatives) attestant qu'il a notifié les entités de l'*échange confirmé* soumis à temps dans un délai permettant d'incorporer cette notification aux systèmes de programmation avant le début de la rampe, conformément à la colonne D du tableau de l'annexe 1. (E5)

B. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

Entité régionale

1.2. Conservation des pièces justificatives

Le responsable de l'équilibrage et le *fournisseur de service de transport* doivent chacun conserver les données ou pièces justificatives de conformité selon les indications ci-après, à moins que leur responsable de la surveillance de l'application des normes (CEA) leur demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le CEA peut demander à l'entité de fournir des pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

- *Le responsable de l'équilibrage* doit conserver des pièces justificatives attestant la conformité aux exigences E1, E3, E4 et E5 pendant les trois mois civils les plus récents, plus le mois courant.
- *Le fournisseur de service de transport* doit conserver des pièces justificatives attestant la conformité à l'exigence E2 pendant les trois mois civils les plus récents, plus le mois courant.
- Si un *responsable de l'équilibrage* ou un *fournisseur de service de transport* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit jugé conforme.

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

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

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquêtes de conformité

Déclaration volontaire

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	Planification de l'exploitation, exploitation du jour même, exploitation en temps réel	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>Le responsable de l'équilibrage recevant un échange convenu soumis à temps ou un échange convenu d'urgence, ne l'a pas approuvé ou refusé avant l'expiration du délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1.</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage producteur ou consommateur ne prévoyait pas être capable de soutenir l'ampleur de l'échange, y compris la rampe, pendant toute la durée de l'échange convenu, mais n'a pas refusé l'échange convenu ou réduit l'échange confirmé.</p> <p>OU</p> <p>Le chemin programmé entre le responsable de l'équilibrage et ses responsable de l'équilibrage adjacents n'était pas valide, et le responsable de l'équilibrage n'a pas refusé l'échange convenu ni réduit l'échange confirmé.</p>
E2	Planification de l'exploitation, exploitation du	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le fournisseur de service de transport recevant un échange convenu soumis à temps ou un échange convenu d'urgence

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
	jour même, exploitation en temps réel					ne l'a pas approuvé ou refusé avant l'expiration du délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1. OU Le chemin de transport entre le <i>fournisseur de service de transport</i> et ses <i>fournisseurs de service de transport</i> adjacents n'était pas valide, et le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas refusé l' <i>échange convenu</i> ni réduit l' <i>échange confirmé</i> .
E3	Planification de l'exploitation, exploitation du jour même, exploitation en temps réel	Faible	Sans objet	Sans objet	Le <i>responsable de l'équilibrage producteur</i> ou le <i>responsable de l'équilibrage consommateur</i> recevant un <i>échange convenu d'ajustement de fiabilité</i> l'a refusé avant l'expiration du délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1, mais n'en a pas informé son <i>coordonnateur de la fiabilité</i> dans un délai d'au plus 10 minutes après le refus.	Le responsable de l'équilibrage producteur ou <i>responsable de l'équilibrage consommateur</i> recevant un <i>échange convenu d'ajustement de fiabilité</i> , ne l'a pas approuvé ou refusé avant l'expiration du délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1.
E4	Planification de l'exploitation, exploitation du jour même, exploitation en	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>responsable de l'équilibrage consommateur</i> n'a pas confirmé qu'aucune des conditions de l'exigence E4 n'existait avant de convertir un <i>échange</i>

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
	temps réel					<i>convenu en échange confirmé.</i>
E5	Planification de l'exploitation, exploitation du jour même, exploitation en temps réel	Faible	Sans objet	Sans objet	Le responsable de l'équilibrage consommateur n'a pas notifié toutes les entités indiquées aux alinéas 5.1 à 5.5 de l'exigence E5 de l'échange confirmé soumis à temps.	Le responsable de l'équilibrage consommateur n'a notifié aucune des entités indiquées aux alinéas 5.1 à 5.5 de l'exigence E5 de l'échange confirmé soumis à temps. OU Le responsable de l'équilibrage consommateur a notifié les entités indiquées aux alinéas 5.1 à 5.5 de l'exigence E5 de l'échange confirmé soumis à temps, mais n'a pas notifié une ou plusieurs de ces entités dans un délai permettant d'incorporer la notification aux systèmes de programmation avant le début de la rampe, conformément à la colonne D du tableau de l'annexe 1.

C. Différences régionales

Aucune

D. Interprétations

Aucune

E. Documents connexes

Aucun

Annexe 1 – Tableaux des délais

Exigences en matière de délais pour toutes les *Interconnexions*, à l'exception du WECC

Si l' <i>échange convenu</i> est soumis ¹	Catégorie de temps	A	B	C	D
		Le BA consommateur communique initialement l'information sur l' <i>échange convenu</i> ²	Le BA et le TSP effectuent des analyses de fiabilité	Compilation et communication de l'état ²	Le BA prépare l' <i>échange confirmé</i> pour la mise en œuvre
> 1 h après l'heure du début de l' <i>échange</i>	Après le fait		Les entités ont 2 h pour répondre		S. O.
< 15 min avant le début de la rampe et ≤ 1 h après l'heure du début de l' <i>échange</i>	En retard		Les entités ont 10 min pour répondre		≤ 3 min après la réception de l' <i>échange confirmé</i>
< 1 h et ≥ 15 min avant le début de la rampe	À temps		≤ 10 min après la réception de l' <i>échange convenu</i>		≥ 3 min avant le début de la rampe
≥ 1 h et < 4 h avant le début de la rampe	À temps		≤ 20 min après la réception de l' <i>échange convenu</i>		≥ 39 min avant le début de la rampe
≥ 4 h avant le début de la rampe	À temps		≤ 2 h après la réception de l' <i>échange convenu</i>		≥ 1 h 58 min avant le début de la rampe

1. Les catégories de temps et les échéances s'appliquent à la soumission initiale d'un *échange convenu* et à toute modification subséquente à celui-ci.

2. Voir le document NAESB WEQ004. Les délais sont maintenus dans les tableaux du NAESB, mais ont été omis ici puisque les exigences n'y font pas renvoi.

Annexe 1 – Tableaux des délais

Exigences en matière de délais pour le WECC

Si l'échange convenu est soumis ³	Catégorie de temps	A	B	C	D
		Le BA consommateur communique initialement l'information sur l'échange convenu ⁴	Le BA et le TSP effectuent des analyses de fiabilité	Compilation et communication de l'état ⁴	Le BA prépare l'échange confirmé pour la mise en œuvre
> 1 h après l'heure du début	Après le fait		Les entités ont 2 h pour répondre		S.O.
< 10 min avant le début de la rampe et ≤ 1 h après le début de la transaction si celui-ci coïncide avec le début de l'heure	En retard		Les entités ont 10 min pour répondre		≤ 3 min après la réception de l'échange confirmé
< 15 min avant le début de la rampe et ≤ 1 h après le début de la transaction si celui-ci ne coïncide pas avec le début de l'heure	En retard		Les entités ont 10 min pour répondre		≤ 3 min après la réception de l'échange confirmé
10 min avant le début de la rampe si le début de la transaction coïncide avec le début de l'heure	À temps		≤ 5 min après la réception de l'échange convenu		≥ 3 min avant le début de la rampe
11 min avant le début de la rampe si le début de la transaction coïncide avec le début de l'heure	À temps		≤ 6 min après la réception de l'échange convenu		≥ 3 min avant le début de la rampe

3. Les catégories de temps et les échéances s'appliquent à la soumission initiale d'un échange convenu et à toute modification subséquente à celui-ci..

4. Voir le document NAESB WEQ004. Les délais sont maintenus dans les tableaux du NAESB, mais ont été omis ici puisque les exigences n'y font pas renvoi.

Norme INT-006-4 — Évaluation des transactions d'échange

Si l'échange convenu est soumis ³	Catégorie de temps	A	B	C	D
		Le BA consommateur communique initialement l'information sur l'échange convenu ⁴	Le BA et le TSP effectuent des analyses de fiabilité	Compilation et communication de l'état ⁴	Le BA prépare l'échange confirmé pour la mise en œuvre
12 min avant le début de la rampe si le début de la transaction coïncide avec le début de l'heure	À temps		≤ 7 min après la réception de l'échange convenu		≥ 3 min avant le début de la rampe
13 min avant le début de la rampe si le début de la transaction coïncide avec le début de l'heure	À temps		≤ 8 min après la réception de l'échange convenu		≥ 3 min avant le début de la rampe
14 min avant le début de la rampe si le début de la transaction coïncide avec le début de l'heure	À temps		≤ 9 min après la réception de l'échange convenu		≥ 3 min avant le début de la rampe
< 1 h et ≥ 15 min avant le début de la rampe	À temps		≤ 10 min après la réception de l'échange convenu		≥ 3 min avant le début de la rampe
≥ 1 h et < 4 h avant le début de la rampe	À temps		< 20 min après la réception de l'échange convenu		≥ 39 min avant le début de la rampe
≥ 4 h avant le début de la rampe	À temps		≤ 2 h après la réception de l'échange convenu		≥ 1 h 58 min avant le début de la rampe
Avant 10 h 00 (HP) si l'heure de début ≥ 00 h 00 (HP) du jour suivant	À temps		Jusqu'à 12 h 00 (HP) le jour de la réception de l'échange convenu		≥ 1 h 58 min avant le début de la rampe

Principes directeurs et fondements techniques

De nombreux aspects de la gestion des *échanges* sont gérés au moyen d'applications logicielles. Chaque entité devrait pouvoir exécuter de manière électronique certaines opérations fondamentales, indiquées ci-après.

Un *responsable de l'approvisionnement* ou un *responsable de l'équilibrage* qui soumet des *demandes d'échange* devrait pouvoir exécuter de manière électronique les opérations suivantes :

- Soumettre une *demande d'échange* au *responsable de l'équilibrage consommateur*. Soumettre une demande de modification d'*échange*.
- Recevoir des notifications d'*échange confirmé*.
- Recevoir des notifications d'*échange convenu d'ajustement de fiabilité*.

Chaque *responsable de l'équilibrage consommateur* devrait pouvoir exécuter de manière électronique les opérations suivantes :

- Recevoir une *demande d'échange*.
- Recevoir une demande de modification d'*échange*.
- Valider des *demandes d'échange*, en vérifiant que :
 - les mégawatts du *responsable de l'équilibrage producteur* sont égaux à ceux du *responsable de l'équilibrage consommateur* (avec correction en fonction des pertes, s'il y a lieu) ;
 - toutes les entités de fiabilité qui participent à l'*échange convenu* sont valides ;
 - la source de production et le lieu de consommation sont définis ;
 - le profil de puissance en mégawatts est défini ;
 - la durée de l'*échange* est définie.
- Valider des demandes de modification d'*échange*, en vérifiant que :
 - les mégawatts du *responsable de l'équilibrage producteur* sont égaux à ceux du *responsable de l'équilibrage consommateur* (avec correction en fonction des pertes, s'il y a lieu) ;
 - le profil de puissance en mégawatts est défini ;
 - la durée de l'*échange* est définie.
- Diffuser la *demande d'échange* validée en tant qu'*échange convenu*.
- Diffuser les *échanges convenus d'ajustement de fiabilité* validés.
- Recevoir la notification d'approbation ou de refus d'un *échange convenu* :
 - Diffuser les notifications à mesure que les différentes entités approuvent ou refusent un *échange convenu*.
 - Convertir un *échange convenu* en *échange confirmé* si toutes les approbations sont reçues.
 - Diffuser les notifications de conversion ou de non-conversion d'*échange convenu* en *échange confirmé*.
 - Soumettre une demande de modification d'*échange*.

Principes directeurs d'application

- Chaque *responsable de l'approvisionnement* qui approuve ou refuse un *échange convenu* ainsi que chaque *responsable de l'équilibrage* et *fournisseur de service de transport* devraient pouvoir exécuter de manière électronique les opérations suivantes :
 - Recevoir les notifications relatives aux *échanges convenus*.
 - Communiquer l'approbation ou le refus d'un *échange convenu* au *responsable de la zone d'équilibrage consommatrice*.
 - Recevoir les notifications de conversion ou de non-conversion d'*échange convenu* en *échange confirmé*.
 - Soumettre une demande de modification d'*échange*.
- Bien que la communication électronique et les outils logiciels facilitent normalement la gestion des *échanges* d'énergie, il arrive que ces moyens soient réduits ou indisponibles. On recommande donc à toutes les entités touchées par les différents aspects des *échanges* d'énergie d'élaborer, de tenir à jour et de mettre en œuvre un plan décrivant la manière et les délais d'exécution de toutes les opérations ci-dessus en cas de moyens électroniques réduits ou indisponibles. Chaque plan devrait couvrir les sujets suivants :
 - Solutions de rechange pour la communication des informations d'*échange* entre les *négociants*, les *responsables de l'équilibrage* et les *fournisseurs de services de transport*
 - Comment notifier les tiers de la mise en branle de l'activation du plan
 - Comment traiter les demandes d'*échange convenu* d'urgence et les *échanges convenus d'ajustement de fiabilité*
 - Restrictions et limitations qui peuvent s'appliquer pendant la période de moyens réduits ou indisponibles (limites de volume, acceptation des transactions d'urgence seulement, etc.)
 - Délégation des droits d'approbation et actions par procuration, si de telles démarches sont envisagées
 - Comment un *échange confirmé* connu sera programmé en cas de réduction ou de perte de moyens électroniques
 - Mesures relatives au personnel, à court terme et pour des périodes prolongées
 - Formation du personnel à l'utilisation du plan.

Justification :

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

Justification pour E1 :

Les *responsables de l'équilibrage* doivent prendre action à la réception d'un *échange convenu* dans un certain délai. L'exigence E1, partie 1.1 ou 1.2 listent des raisons de fiabilité pour le refus d'un *échange convenu* par un *responsable de l'équilibrage*, mais le *responsable de l'équilibrage* peut refuser pour d'autres raisons. Si les conditions décrites à l'exigence E1, partie 1.1 ou 1.2 sont constatées après que l'approbation a été donnée, le *responsable de l'équilibrage* peut réduire l'*échange confirmé* avant sa mise en œuvre.

Justification pour E2 :

Les *TSP* doivent prendre action à la réception d'un *échange convenu* dans un certain délai. L'exigence E2, partie 2.1 liste les raisons de fiabilité pour le refus d'un *échange convenu* par un *TSP*, mais les *TSP* peuvent refuser pour d'autres raisons. Si les conditions décrites à l'exigence E1, partie 2.1 sont constatées après que l'approbation a été donnée, le *TSP* peut réduire l'*échange confirmé* avant sa mise en œuvre.

Historique des versions

Version	Date	Action	Suivi des modifications
1	2 mai 2006	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Nouvelle norme
2	2 mai 2007	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révision
3	29 octobre 2008	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révision
3	1 ^{er} juillet 2010	Approbation par la FERC.	Révision
4	6 février 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révision
4	30 juin 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme INT-006-4.	

Norme INT-006-4 — Évaluation des transactions d'échange

Annexe QC-INT-006-4

Dispositions particulières de la norme INT-006-4 applicables au Québec

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

A. Introduction

1. **Titre :** Évaluation des transactions d'échange
2. **Numéro :** INT-006-4
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :** Aucune disposition particulière
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x
6. **Contexte :** Aucune disposition particulière

Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

B. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**
 - 1.1. **Responsabilité de la surveillance de l'application des normes**

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.
 - 1.2. **Conservation des pièces justificatives**

Aucune disposition particulière
 - 1.3. **Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité**

Aucune disposition particulière
 - 1.4. **Autres informations sur la conformité**

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

C. Différences régionales

Aucune disposition particulière

D. Interprétations

Aucune disposition particulière

Norme INT-006-4 — Évaluation des transactions d'échange

Annexe QC-INT-006-4

Dispositions particulières de la norme INT-006-4 applicables au Québec

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Annexe 1-Tableaux des délais

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx mois 201x	Nouvelle Annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Mise en œuvre d'un échange
2. **Numéro :** INT-009-2
3. **Objet :** Faire en sorte que les *responsables de l'équilibrage* mettent en œuvre l'*échange* comme convenu dans le processus de confirmation de l'*échange*.
4. **Applicabilité :**

- 4.1. *Responsable de l'équilibrage*

5. **Date d'entrée en vigueur :**

Le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après la date d'approbation de cette norme par un organisme gouvernemental approprié, ou selon les exigences applicables à un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par l'organisme approprié. Si l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, la norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après la date d'adoption de cette norme par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.

6. **Contexte :**

Cette norme a été révisée dans le cadre du Projet 2008-12 « Normes sur la coordination des échanges, qui visait à fondre les exigences des diverses normes INT en un nombre réduit de normes et selon une séquence logique. La norme INT-009-2 continue de porter sur le processus de confirmation des *transactions d'échange* entre les *responsables de l'équilibrage* avant leur mise en œuvre.

Les exigences de la norme INT-009-2 ont été développées afin d'englober des mesures précédentes de la version INT-009-1 et de tenir compte des *programmes dynamiques* et des *pseudo-interconnexions*. Un nouveau terme, « *échange confirmé composite* », a été introduit.

Le contenu de la norme INT-009-2 a été revu et développé de la façon suivante :

- L'exigence E1 a été combinée avec l'exigence E1 de la norme INT-003-3, et modifiée de manière à faire en sorte qu'un *responsable de l'équilibrage* s'entend sur un *échange confirmé composite* avec chacun des *responsables de l'équilibrage adjacents*.
- L'exigence E2 a été créée afin de faire en sorte que les *responsables de l'équilibrage adjacents* qui intègre une *pseudo-interconnexion* s'entendent sur une source commune pour la variable « *échange réel net* » par le contrôle de leur ACE.
- L'exigence E3 a été créée par remaniement de l'exigence E1.2 de la norme INT-003-3. Cette exigence fait en sorte que le *responsable de l'équilibrage* qui contrôle une interconnexion à courant continu haute tension à coordonner l'*échange confirmé*.

B. Exigences et mesures

- E1.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit convenir avec chacun de ses *responsables de l'équilibrage adjacents*, à intervalles établis conjointement, que son *échange confirmé composite* avec ce *responsable de l'équilibrage adjacent* (à l'exclusion des *programmes dynamiques* et des *pseudo-interconnexions*, mais à l'inclusion de tout *échange* visé par la norme INT-010-2 et non encore incorporé à l'*échange confirmé composite*) est : [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- E1.1.** une valeur identique à celui du *responsable de l'équilibrage adjacent*, et ;
- E1.2.** de signe ou de sens opposés à celui du *responsable de l'équilibrage adjacent*.
- M1.** Le *responsable de l'équilibrage* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des journaux, des enregistrements vocaux, des documents électroniques, une entente écrite ou autres pièces justificatives datées) attestant que son *échange confirmé composite* avec chaque *responsable de l'équilibrage adjacent* (à l'exclusion des *programmes dynamiques* et des *pseudo-interconnexions*, mais à l'inclusion de tout *échange* visé par la norme INT-010-2 et non encore incorporé à l'*échange confirmé composite*) avait l'accord de celui-ci et était de valeur identique et de signe opposé à celui de chaque *responsable de l'équilibrage adjacent*. (E1)
- E2.** Le *responsable de l'équilibrage expéditeur* et le *responsable de l'équilibrage récepteur* doivent utiliser une valeur dynamique provenant d'une source commune choisie conjointement pour tenir compte de la *pseudo-interconnexion* dans la variable « *échange réel net* » (NI_A) de leur contrôle de l'ACE respectif (ou autre processus de contrôle). [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M2.** Le *responsable de l'équilibrage* doivent détenir les pièces justificatives (par exemple des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des documents électroniques datés une entente écrite ou autres pièces justificatives datées) attestant qu'ils ont utilisé une valeur dynamique provenant d'une source commune choisie conjointement pour tenir compte de la *pseudo-interconnexion* dans la variable « *échange réel net* » (NI_A) de leur contrôle de l'ACE respectif (ou autre processus de contrôle de l'exigence 2). (E2)
- E3.** Chaque *responsable de l'équilibrage* dans la zone duquel est contrôlée l'interconnexion à courant continu haute tension doit coordonner l'*échange confirmé*, avant sa mise en œuvre, avec l'*exploitant de réseau de transport* de l'interconnexion à courant continu haute tension. [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel et planification de l'exploitation]
- M3.** Le *responsable de l'équilibrage* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des journaux d'exploitation, des documents électroniques) attestant qu'il a coordonné l'*échange confirmé* avant sa mise en œuvre avec l'*exploitant de réseau de transport* de l'interconnexion à courant continu haute tension. (E3)

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

Entité régionale

1.2. Conservation des pièces justificatives

Le *responsable de l'équilibrage* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *responsable de la surveillance de l'application des normes (CEA)* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps aux fins d'une enquête. Dans les cas où la période de conservation indiquée ci-après est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

Le responsable de l'équilibrage doit conserver les pièces justificatives attestant sa conformité aux exigences E1, E2 et E3 pendant les trois mois civils les plus récents, plus le mois courant.

Si un *responsable de l'équilibrage* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit jugé conforme.

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et 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 volontaire

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

#E	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le responsable de l'équilibrage n'a pas parvenu à s'entendre avec un responsable de l'équilibrage adjacent, à intervalles établis conjointement, de la valeur ou du signe de leur échange confirmé composite (à l'exclusion des programmes dynamiques et des pseudo-interconnexions, mais à l'inclusion de tout échange visé par la norme INT-010-2 et non encore incorporé à l'échange confirmé composite).
E2	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le responsable de l'équilibrage n'a pas utilisé une valeur dynamique provenant d'une source commune choisie conjointement pour tenir compte de la pseudo-interconnexion dans la variable de l'« échange réel net » (NI _A) de leur contrôle respectif de l'ACE (ou autre processus de contrôle).
E3	Exploitation en temps réel; planification de l'exploitation	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le responsable de l'équilibrage n'a pas coordonné l'échange confirmé, avant sa mise en œuvre, avec l'exploitant de réseau de transport de l'interconnexion à courant continu haute tension.

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

Principes directeurs et fondements techniques

Justification :

Pendant l'élaboration de la présente norme, des boîtes de texte étaient incorporées à la norme pour expliquer la justification de diverses parties de la norme. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces boîtes de texte a été transféré à cette section.

Raisonnement pour E2 : L'exigence E12.3 de la norme BAL-005-2b traite de la mesure commune exigée pour les *programmes dynamiques* et les *pseudo-interconnexions*, mais ne traite pas de leur mise en œuvre dans l'*ACE*. L'exigence E2 est le pendant de l'exigence E10 de la norme BAL-005-2b, qui porte uniquement sur les *programmes dynamiques*. Son application aux *pseudo-interconnexions* vient combler cette lacune dans les normes BAL.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Entrée en vigueur	Nouveau document
1	2 mai 2006	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
2	6 février 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
2	30 juin 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme INT-009-2	

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

A. Introduction

1. **Titre :** Mise en œuvre d'un échange
2. **Numéro :** INT-009-2
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :** Aucune disposition particulière
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

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

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.
 - 1.2. **Périodicité de la surveillance de la conformité et délai de retour en conformité**

Aucune disposition particulière
 - 1.3. **Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité**

Aucune disposition particulière
 - 1.4. **Autres informations sur la conformité**

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétation

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Norme INT-009-2 — Mise en œuvre d'un échange

Annexe QC-INT-009-2

Dispositions particulières de la norme INT-009-2 applicables au Québec

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Soumission ou modification d'un échange d'énergie pour la fiabilité
2. **Numéro :** INT-010-2
3. **Objet :** Encadrer les mesures de fiabilité nécessaire aux *échanges confirmés* ou aux *échanges mis en œuvre*
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. *Responsable de l'équilibrage*
5. **Date d'entrée en vigueur :**

Le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après la date d'une approbation de cette norme par un organisme gouvernemental approprié, ou selon les exigences applicables à un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par un organisme gouvernemental approprié. Si l'approbation par l'organisme gouvernemental approprié n'est pas nécessaire, la norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après la date d'adoption de cette norme par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.

6. **Contexte :**

La présente norme a été révisée dans le cadre du Projet 2008-12 sur la coordination des normes sur les échanges d'énergie.

- L'exigence E1 est modifiée pour remplacer le terme « demande d'échange convenu » par le terme correct « demande d'échange ». Un texte de justification a été rédigé pour clarifier l'expression « entente de partage d'énergie » dans cette exigence.
- Les exigences E2 et E3 sont été modifiées afin de transférer l'obligation de conformité du *coordonnateur de la fiabilité* au *responsable de l'équilibrage consommateur*.

B. Exigences et mesures

- E1.** Le *responsable de l'équilibrage* qui fait face à une perte de ressources faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie ou autre besoin en matière de fiabilité faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie doit veiller à ce que soit soumise une *demande d'échange* débutant au maximum 60 minutes après la perte de ressources. Si le recours à l'entente de partage d'énergie ne dépasse pas 60 minutes après la perte de ressources, une *demande d'échange* n'est pas requise. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]
- M1.** Le *responsable de l'équilibrage* qui a recours à son entente de partage d'énergie pendant plus de 60 minutes doit avoir des pièces justificatives horodatées (par exemple une *demande d'échange*, des journaux électroniques ou autre pièce justificative similaire) attestant qu'il a soumis une *demande d'échange* conformément à l'exigence E1. (E1)

- E2.** Chaque *responsable de l'équilibrage consommateur* doit, si un *coordonnateur de la fiabilité* demande la modification d'un *échange confirmé* ou d'un *échange mis en œuvre* pour des raisons de fiabilité immédiates ou préventives, veiller à ce que soit soumis un *échange convenu d'ajustement de fiabilité* correspondant dans les 60 minutes suivant le début de la modification en question. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]
- M2.** Le *responsable de l'équilibrage consommateur* doit avoir des pièces justificatives horodatées (par exemple des journaux électroniques ou autre pièce justificative similaire) attestant qu'un *échange convenu d'ajustement de fiabilité* a été soumis au maximum 60 minutes après le début d'une modification d'un *échange confirmé* ou d'un *échange mis en œuvre* demandée par un *coordonnateur de la fiabilité* pour des raisons de fiabilité immédiates ou préventives. (E2)
- E3.** Chaque *responsable de l'équilibrage consommateur* doit, si un *coordonnateur de la fiabilité* demande le dépôt d'un *programme d'échange* pour des raisons de fiabilité immédiates ou préventives, veiller à ce que soit soumise une *demande d'échange* correspondante dans les 60 minutes suivant le début du *programme d'échange* en question. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]
- M3.** Le *responsable de l'équilibrage consommateur* doit détenir des pièces justificatives horodatées (par exemple des journaux électroniques ou autre pièce justificative similaire) attestant qu'une *demande d'échange* concordante a été soumise au maximum 60 minutes après le début de tout *programme d'échange* déposé à la demande d'un *coordonnateur de la fiabilité* pour des raisons de fiabilité immédiate ou préventive. (E3)

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

Entité régionale

1.2. Conservation des pièces justificatives

Le *responsable de l'équilibrage* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son responsable de la surveillance de *l'application des normes* (CEA) lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

- Le *responsable de l'équilibrage* doit conserver des pièces justificatives de conformité aux exigences E1, E2 et E3 pendant les trois mois civils les plus récents, plus le mois courant.

- Si un *responsable de l'équilibrage* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit jugé conforme.

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et 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 volontaire

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Exploitation en temps réel	Faible	Le responsable de l'équilibrage qui fait face à une perte de ressources faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie ou à un autre besoin en matière de fiabilité faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie a veillé à ce qu'une demande d'échange soit soumise, dans le cas d'un recours à l'entente de partage d'énergie dont la durée dépasse 60 minutes après la perte de ressources, mais cette demande a été soumise avec une heure de début de plus de 60 minutes, mais d'au plus 75 minutes après la perte de ressources.	Le responsable de l'équilibrage qui fait face à une perte de ressources faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie ou à un autre besoin en matière de fiabilité faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie a veillé à ce qu'une demande d'échange soit soumise, dans le cas d'un recours à l'entente de partage d'énergie dont la durée dépasse 60 minutes après la perte de ressources, mais cette demande a été soumise avec une heure de début de plus de 75 minutes, mais d'au plus 90 minutes après la perte de ressources.	Le responsable de l'équilibrage qui fait face à une perte de ressources faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie ou à un autre besoin en matière de fiabilité faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie a veillé à ce qu'une demande d'échange soit soumise, dans le cas d'un recours à l'entente de partage d'énergie dont la durée dépasse 60 minutes après la perte de ressources, mais cette demande a été soumise avec une heure de début de plus de 90 minutes, mais d'au plus 120 minutes après la perte de ressources.	Le responsable de l'équilibrage qui fait face à une perte de ressources faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie ou à un autre besoin en matière de fiabilité faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie a veillé à ce qu'une demande d'échange soit soumise, dans le cas d'un recours à l'entente de partage d'énergie dont la durée dépasse 60 minutes après la perte de ressources, mais cette demande a été soumise avec une heure de début de plus de 120 minutes après la perte de ressources. OU Le responsable de l'équilibrage qui fait face à une perte de ressources faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie ou à un autre besoin en matière de fiabilité faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie n'a pas veillé à ce qu'une demande d'échange soit soumise après la perte de ressources, dans le cas d'un recours à l'entente de partage d'énergie dont la durée

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						dépasse 60 minutes.
E2	Exploitation en temps réel	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<i>Le responsable de l'équilibrage consommateur n'a pas veillé à ce qu'un échange convenu d'ajustement de fiabilité reflétant une modification soit soumis dans les 60 minutes suivant le début de cette modification.</i>
E3	Exploitation en temps réel	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<i>Le responsable de l'équilibrage consommateur n'a pas veillé à ce qu'une demande d'échange reflétant un programme d'échange demandé soit soumise dans les 60 minutes suivant le début de cet échange programmé.</i>

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

Principes directeurs et fondements techniques

Considérations générales concernant les *réductions de transferts dynamiques*

La gestion particulière des *réductions des transferts dynamiques* est décrite dans le document *Dynamic Transfer Reference Guidelines* de la NERC, version 2.

Dans le cas des programmes dynamiques :

Si le service de transport entre les responsables de l'équilibrage producteur et consommateur est réduit, il peut être nécessaire de réduire d'autant la plage admissible de l'ampleur des programmes d'échange entre ces zones, y compris les programmes dynamiques. Les responsables de l'équilibrage de toutes les zones touchées par une réduction de programme dynamique doivent aussi rajuster selon une valeur commune le signal d'entrée du programme dynamique dans leurs équations de l'ACE respectives. La valeur adoptée doit être égale ou inférieure à celle dans l'étiquette du programme dynamique réduit. Comme les étiquettes de programme dynamique ne sont généralement pas utilisées comme signaux de transfert dynamique pour l'ACE, ce rajustement peut nécessiter une saisie manuelle ou une autre modification d'une valeur calculée ou télémessurée utilisée pour l'ACE.

Dans le cas des *pseudo-interconnexions* :

Si le service de transport entre les responsables de l'équilibrage délégrant et déléataire est réduit, il est nécessaire de réduire d'autant la plage admissible de l'ampleur des pseudo-interconnexions entre ces zones.

Les deux passages ci-dessus décrivent dans quels cas une *réduction* (généralement communiquée au moyen d'*étiquettes* électroniques) de *transfert dynamique* nécessite une intervention supplémentaire de la part des *responsables de l'équilibrage* afin d'assurer leur conformité à la *réduction*.

Dans la plupart des transactions étiquetées, la mise en œuvre de la *réduction* passe par une modification des équations de l'ACE des *responsables de l'équilibrage producteur et consommateur*. Cependant, les changements (y compris les *réductions*) dans les transactions étiquetées de *programme dynamique* et de *pseudo-interconnexion* ne modifient pas directement les équations de l'ACE des *responsables de l'équilibrage producteur et consommateur*. Ces types de transaction influent sur l'équation de l'ACE par l'entremise du signal de *transfert dynamique*, et non au moyen de l'*étiquette* électronique. C'est pourquoi les *responsables de l'équilibrage* doivent mettre en place une automatisation supplémentaire ou exécuter des opérations manuelles supplémentaires pour réduire le signal de *transfert dynamique* afin de se conformer à la *réduction*.

Justification :

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

Justification pour E1 :

Initialement, le terme « demande d'échange convenu » a été remplacé par le terme défini

Principes directeurs d'application

« *demande d'échange* » dans l'exigence. Par la suite, un autre éclaircissement a été demandé à propos de l'expression « entente de partage d'énergie » ; celle-ci ne correspond pas à un terme défini dans le glossaire de la NERC, et l'équipe de coordination des normes sur les échanges d'énergie (CISDT) considère qu'une définition n'est pas nécessaire puisque de telles ententes servent à assurer la fiabilité immédiate du réseau. Il pourrait s'agir d'ententes de fiabilité régionales, locales ou réglementaires indiquant les conditions applicables dans lesquelles il est possible de programmer les échanges d'énergie.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	2 mai 2006	Adoption par le Conseil d'administration	Nouvelle norme
1	16 mars 2007	Approbation par la FERC	Nouvelle norme
2	6 février 2014	Adoption par le Conseil d'administration	Révision
2	30 juin 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme INT-010-2	

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

A. Introduction

1. Titre : Soumission ou modification d'un échange d'énergie pour la fiabilité

2. Numéro : INT-010-2

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité : Aucune disposition particulière

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

6. Contexte : Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Suivi des transactions à l'intérieur d'une zone d'équilibrage
2. **Numéro :** INT-011-1
3. **Objet :** Faire en sorte que les transferts au sein d'une même *zone d'équilibrage* au moyen du *service de transport de point à point* soient communiqués et comptabilisés dans les procédures de gestion des congestions.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1. Responsables de l'approvisionnement

5. **Date d'entrée en vigueur :**

Le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après la date d'approbation de cette norme par l'organisme gouvernemental approprié, ou selon les exigences applicables à un territoire, dont l'approbation, par l'organisme gouvernemental pertinent est nécessaire pour qu'une norme entre en vigueur. Si l'approbation par l'organisme gouvernemental approprié n'est pas nécessaire, la norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après la date d'adoption de cette norme par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.

6. **Contexte :**

La présente norme a été créée en réponse au paragraphe 817 de l'Ordonnance 693 de la FERC : « *En outre, l'étiquetage électronique de tels transferts était précédemment encadré par la norme INT-001-0, et la Commission est au courant que de tels transferts sont consignés dans les journaux d'étiquetage électronique. En somme, la pratique est déjà établie, toutefois si cette exigence était retirée de la norme INT-001-2, aucune norme de fiabilité n'exigerait que cette information soit fournie. Par conséquent nous adopterons la directive que nous avons mise de l'avant dans le NOPR, et demander à l'ERO d'inclure une modification à la norme INT-001-2 qui traduit une exigence à l'effet que l'information sur les échanges doit être soumise pour tous les transferts de point à point effectués entièrement à l'intérieur d'une même zone d'équilibrage, y compris tous les transferts bénéficiant d'un droit acquis et non encadré par l'Ordonnance 888.* »

Les transferts à l'intérieur d'une *zone d'équilibrage* au moyen d'un *service de transport de point à point* peuvent influencer sur la congestion du transport, et la présente norme oblige que ces transferts soient communiqués et intégrés aux procédures de gestion des congestions.

B. Exigences et mesures

- E1.** Chaque *responsable de l'approvisionnement* qui utilise un *service de transport de point à point* pour des transferts à l'intérieur d'une *zone d'équilibrage* doit soumettre une *demande d'échange*, à moins que l'information sur les transferts soit intégrée à une procédure de gestion des congestions par un autre moyen. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification de l'exploitation et exploitation du jour même*]
- M1.** Chaque *responsable de l'approvisionnement* visé par l'exigence E1 doit détenir des pièces justificatives par exemple, des journaux électroniques horodatés de la documentation sur les procédures de gestion des congestions ou autres pièces justificatives attestant qu'une *demande d'échange* a été soumise pour chaque transfert à l'intérieur de la même zone d'équilibrage

utilisant un service de transport de point à point visé par l'exigence E1, ou que chaque transfert visé par l'exigence E1 a été intégré à une procédure de gestion des congestions par un autre moyen. (E1)

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

Entité régionale

1.2. Conservation des pièces justificatives

Le responsable de l'approvisionnement doit conserver des données ou des pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E1 pour les trois mois civils les plus récents, plus le mois courant, à moins que son *responsable de la surveillance de l'application des normes* lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

Si une entité est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'elle soit jugée conforme.

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit 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 volontaire

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	<i>Planification de l'exploitation, exploitation du jour même</i>	<i>Faible</i>	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le responsable de l'approvisionnement a utilisé le service de transport de point à point pour un transfert à l'intérieur d'une zone d'équilibrage et n'a pas soumis une demande d'échange, pour un transfert à l'intérieur d'une zone d'équilibrage qui n'était pas intégré à une procédure de gestion des congestions par un autre moyen.

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	6 février 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouvelle norme
1	30 juin 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme INT-011-1.	

Annexe QC-INT-011-1

Dispositions particulières de la norme INT-011-1 applicables au Québec

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

A. Introduction

- 1. Titre :** Identification des transactions à l'intérieur d'une zone d'équilibrage
- 2. Numéro :** INT-011-1
- 3. Objet :** Aucune disposition particulière
- 4. Applicabilité :** Aucune disposition particulière
- 5. Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1.** Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2.** Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3.** Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x
- 6. Contexte :** Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

Norme INT-011-1 — Identification des transactions à l'intérieur d'une zone d'équilibrage

Annexe QC-INT-011-1

Dispositions particulières de la norme INT-011-1 applicables au Québec

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	Xx mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

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

B. Exigences

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

C. Mesures

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

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

Organisation régionale de fiabilité

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

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

1.3. Conservation des données

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

1.4. Autres informations sur la conformité

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

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

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

2. Niveaux de non-conformité

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

2.2. Niveau 2 : Sans objet

2.3. Niveau 3 : Sans objet

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

E. Différences régionales

Aucune identifiée

Historique des versions

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

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

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

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

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

A. Introduction

- 1. Titre :** Coordination des activités en temps réel entre les coordonnateurs de la fiabilité
- 2. Numéro :** IRO-016-1
- 3. Objet :** Aucune disposition particulière
- 4. Applicabilité :** Aucune disposition particulière
- 5. Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1.** Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2.** Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3.** Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec :xx mois 201x

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

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

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

Aucune disposition particulière

1.3. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

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

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

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	30 octobre 2013	Nouvelle annexe	Nouvelle
1	Xx mois 201x	<ul style="list-style-type: none">• Modification des dates d'adoption	

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

A. Introduction

1. **Titre :** Vérification et déclaration des données de capacité de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones
2. **Numéro :** MOD-025-2
3. **Objet :** Donner l'assurance que l'information juste, à propos des capacités de puissance active et réactive brute et nette des groupes de production et des capacités de puissance réactive des compensateurs synchrones, soit disponible aux fins des modèles de planification qui servent à évaluer la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (BES).
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 *Propriétaire d'installation de production*
 - 4.1.2 *Propriétaire d'installation de transport* ayant un ou des compensateur(s) synchrone(s)
 - 4.2. **Installations :**

Aux fins de la présente norme, le terme « *installation visée* » désigne l'un ou l'autre des éléments suivants :

 - 4.2.1 Groupe de production de plus de 20 MVA (puissance nominale brute) raccordé directement au *système de production-transport d'électricité*;
 - 4.2.2 Compensateur synchrone de plus de 20 MVA (puissance nominale brute) raccordé directement au *système de production-transport d'électricité*;
 - 4.2.3 *Centrale* ou *installation* de production de plus de 75 MVA (puissance nominale brute combinée) raccordée directement au *système de production-transport d'électricité*.
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Dans les territoires où une approbation réglementaire est nécessaire¹ :
 - 5.1.1 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux années civiles après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois pour les organismes gouvernementaux comme l'organisation de la fiabilité de l'électricité (ERO), chaque *propriétaire*

¹ Vérification de parc éolien : Si une entité possède deux parcs éoliens et qu'un de ces parcs a été vérifié, l'entité est réputée avoir effectué 50 % de la vérification, sans égard au nombre d'éoliennes de chaque parc. Un parc éolien correspond à un groupe d'éoliennes raccordées en un point commun de raccordement ou utilisant un système de commande global commun.

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport doit avoir vérifié au moins 40 % de ses installations visées.

5.1.2 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois années civiles après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux comme l'organisation de la fiabilité de l'électricité (ERO), chaque *propriétaire d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 60 % de ses *installations* visées.

5.1.3 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre années civiles après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux comme l'organisation de la fiabilité de l'électricité (ERO), chaque *propriétaire d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 80 % de ses *installations* visées.

5.1.4 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir cinq années civiles après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux comme l'organisation de la fiabilité de l'électricité (ERO), chaque *propriétaire d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié 100 % de ses *installations* visées.

5.2. Dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire² :

5.2.1 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux années civiles après l'approbation par le Conseil d'administration, chaque *propriétaire d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 40 % de ses *installations* visées.

5.2.2 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois années civiles après l'approbation par le Conseil d'administration, chaque *propriétaire d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 60 % de ses *installations* visées.

² Vérification de parcs éoliens : Si une entité possède deux parcs éoliens et qu'un de ces parcs a été vérifié, l'entité est réputée avoir effectué 50 % de la vérification, sans égard au nombre d'éoliennes de chaque parc. Un parc éolien correspond à un groupe d'éoliennes raccordées en un point commun de raccordement ou utilisant un système de commande global commun.

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

5.2.3 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre années civiles après l’approbation par le Conseil d’administration, chaque *propriétaire d’installation de production* ou *propriétaire d’installation de transport* doit avoir vérifié au moins 80 % de ses *installations* visées.

5.2.4 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir cinq années civiles après l’approbation par le Conseil d’administration, chaque *propriétaire d’installation de production* ou *propriétaire d’installation de transport* doit avoir vérifié 100 % de ses *installations* visées.

Note : Le pourcentage de vérification ci-dessus est basé sur le nombre d’équipements visés du propriétaire.

Exigences

- E1.** Chaque *propriétaire d’installation de production* doit fournir à son *planificateur de réseau de transport* la vérification de la capacité de puissance active de ses *installations* visées, selon les modalités suivantes : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- 1.1** Vérifier la capacité de puissance active de ses groupes de production conformément à l’annexe 1.
- 1.2** Soumettre une copie de l’annexe 2 dûment remplie (ou un formulaire contenant la même information) à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 90 jours civils suivant i) la date de consignation des données d’un essai de performance ou ii) la date à laquelle les données sont sélectionnées pour vérification selon l’historique des données d’exploitation.
- E2.** Chaque *propriétaire d’installation de production* doit fournir à son *planificateur de réseau de transport* la vérification de la capacité de puissance réactive de ses *installations* visées, selon les modalités suivantes : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- 2.1** Vérifier, conformément à l’annexe 1, i) la capacité de puissance réactive de ses groupes de production et ii) la capacité de puissance réactive de ses compensateurs synchrones;
- 2.2** Soumettre une copie de l’annexe 2 dûment remplie (ou un formulaire contenant la même information) à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 90 jours civils suivant i) la date de consignation des données de l’essai de performance ou ii) la date à laquelle les données sont sélectionnées pour vérification selon l’historique des données d’exploitation.
- E3.** Chaque *propriétaire d’installation de transport* doit fournir à son *planificateur de réseau de transport* la vérification de la capacité de puissance réactive de ses *installations* visées, selon les modalités suivantes : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

- 3.1 Vérifier, conformément à l'annexe 1, la capacité de puissance réactive de ses compensateurs synchrones;
- 3.2 Soumettre une copie de l'annexe 2 dûment remplie (ou un formulaire contenant la même information) à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 90 jours civils suivant i) la date de réalisation de l'essai de performance ou ii) la date à laquelle les données sont sélectionnées pour vérification selon l'historique des données d'exploitation.

B. Mesures

- M1. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a effectué la vérification (par exemple une copie de l'annexe 2 remplie ou un autre formulaire de son choix contenant la même information, ou encore l'information datée ayant été recueillie et utilisée pour remplir les annexes), et doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a transmis cette information à son *planificateur de réseau de transport* dans le délai de 90 jours (par exemple des courriels datés ou des reçus postaux datés) en conformité à l'exigence E1.
- M2. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a effectué la vérification (par exemple une copie de l'annexe 2 remplie ou un autre formulaire de son choix contenant la même information, ou encore l'information datée ayant été recueillie et utilisée pour remplir les annexes), et doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a transmis cette information à son *planificateur de réseau de transport* dans le délai de 90 jours (par exemple des courriels datés ou des reçus postaux datés) en conformité à l'exigence E2.
- M3. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a effectué la vérification (par exemple une copie de l'annexe 2 remplie ou un autre formulaire de son choix contenant une information équivalente, ou encore l'information datée ayant été recueillie et utilisée pour remplir les annexes), et doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a transmis cette information à son *planificateur de réseau de transport* dans le délai de 90 jours (par exemple des courriels datés ou des reçus postaux datés) en conformité à l'exigence E3.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

L'entité régionale doit jouer le rôle de responsable de la surveillance de l'application des normes (CEA), à moins que l'entité visée soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'entité régionale. Dans de tels cas, le rôle de CEA est confié à l'organisation de la fiabilité de l'électricité (ERO) ou à une entité régionale approuvée par la FERC ou à un autre organisme gouvernemental pertinent.

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

Le propriétaire d'installation de production et le propriétaire d'installation de transport doivent chacun conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité comme indiqué ci-après, à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps aux fins d'une enquête :

- *Le propriétaire d'installation de production* doit conserver la plus récente annexe 2 de la norme MOD-025 et les données utilisées ou le formulaire de son choix contenant la même information, ainsi qu'une pièce justificative de transmission relative aux exigences E1 et E2 et mesures M1 et M2, pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent;
- *Le propriétaire d'installation de transport* doit conserver la plus récente annexe 2 de la norme MOD-025 et les données utilisées ou le formulaire de son choix contenant la même information, ainsi qu'une pièce justificative de transmission relative à l'exigence E3 et mesure M3, pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

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

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et soumis.

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

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

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

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevée	VSL Critique
E1	<p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié et a consigné la capacité de puissance active de son groupe de production visé, mais a transmis ces données à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de mise en route ou la date à laquelle les données sont sélectionnées pour vérification selon l'historique des données d'exploitation.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 1 % et 33 % inclusivement des données.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 66 mois civils,</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié et a consigné la capacité de puissance active de son groupe de production visé, mais a transmis ces données à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données sont sélectionnées pour vérification selon l'historique des données d'exploitation.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 34 % et 66 % inclusivement des données.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié et a consigné la capacité de puissance active de son groupe de production visé, mais a transmis ces données à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données sont sélectionnées pour vérification selon l'historique des données d'exploitation.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 67 % et 99 % inclusivement des données.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié et a consigné la capacité de puissance active de son groupe de production visé, mais a transmis ces données à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de 180 jours civils suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données sont sélectionnées pour vérification selon l'historique des données d'exploitation.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 d'un de ses groupes de production visés.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un</p>

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevée	VSL Critique
	<p>mais d'au plus 69 mois. OU <i>Le propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 12 mois civils, mais d'au plus 13 mois.</p>	<p>délai de plus de 69 mois civils, mais d'au plus 72 mois. OU <i>Le propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 13 mois civils, mais d'au plus 14 mois.</p>	<p>délai de plus de 72 mois civils, mais d'au plus 75 mois. OU <i>Le propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 14 mois civils, mais d'au plus 15 mois.</p>	<p>délai de plus de 75 mois civils. OU <i>Le propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 15 mois civils.</p>
E2	<p><i>Le propriétaire d'installation de production</i> a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son groupe de production ou de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données sont sélectionnées pour vérification selon l'historique des données d'exploitation. OU <i>Le propriétaire d'installation de</i></p>	<p><i>Le propriétaire d'installation de production</i> a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son groupe de production ou de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données sont sélectionnées pour vérification selon l'historique des données d'exploitation. OU <i>Le propriétaire d'installation de</i></p>	<p><i>Le propriétaire d'installation de production</i> a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son groupe de production ou de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données sont sélectionnées pour vérification selon l'historique des données d'exploitation. OU <i>Le propriétaire d'installation de</i></p>	<p><i>Le propriétaire d'installation de production</i> a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son groupe de production ou de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 180 jours civils suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données sont sélectionnées pour vérification selon l'historique des données d'exploitation. OU <i>Le propriétaire d'installation de</i></p>

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevée	VSL Critique
	<p><i>production</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 1 % et 33 % inclusivement des données.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 66 mois civils, mais d'au plus 69 mois.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 12 mois civils, mais d'au plus 13 mois.</p>	<p><i>production</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 34 % et 66 % inclusivement des données.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 69 mois civils, mais d'au plus 72 mois.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 13 mois civils, mais d'au plus 14 mois.</p>	<p><i>production</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 67 % et 99 % inclusivement des données.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 72 mois civils, mais d'au plus 75 mois.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 14 mois civils, mais d'au plus 15 mois.</p>	<p><i>production</i> n'a pas vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 d'un de ses groupes de production ou de ses compensateurs synchrones visés.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 75 mois civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 15 mois civils.</p>
E3	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevée	VSL Critique
	<p>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, suivant la date de réalisation de l’essai de performance ou la date à laquelle les données sont sélectionnées pour vérification selon l’historique des données d’exploitation.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d’installation de transport</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 1 % et 33 % inclusivement des données.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d’installation de transport</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 66 mois civils, mais d’au plus 69 mois.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d’installation de transport</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon</p>	<p>à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d’au plus 150 jours civils, suivant la date de réalisation de l’essai de performance ou la date à laquelle les données sont sélectionnées pour vérification selon l’historique des données d’exploitation.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d’installation de transport</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 34 % et 66 % inclusivement des données.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d’installation de transport</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 69 mois civils, mais d’au plus 72 mois.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d’installation de transport</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon</p>	<p>à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d’au plus 180 jours civils, suivant la date de réalisation de l’essai de performance ou la date à laquelle les données sont sélectionnées pour vérification selon l’historique des données d’exploitation.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d’installation de transport</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 67 % et 99 % inclusivement des données.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d’installation de transport</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 72 mois civils, mais d’au plus 75 mois.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d’installation de transport</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon</p>	<p>à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 180 jours civils suivant la date de réalisation de l’essai de performance ou la date à laquelle les données sont sélectionnées pour vérification selon l’historique des données d’exploitation.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d’installation de transport</i> n’a pas vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 d’un de ses compensateurs synchrones visés.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d’installation de transport</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 75 mois civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d’installation de transport</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon</p>

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevée	VSL Critique
	l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 12 mois civils, mais d'au plus 13 mois.	l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 13 mois civils, mais d'au plus 14 mois.	l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 14 mois civils, mais d'au plus 15 mois.	l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 15 mois civils.

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

D. Différences régionales

Aucune

E. Documents connexes

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1 ^{er} décembre 2005	1. Modification des tabulations dans le pied de page. 2. Suppression de la virgule après « 2004 » sous « Development Steps Completed #1 ». 3. Remplacement de certains tirets (-) par des tirets courts (—) ou des tirets longs (—). 4. Ajout de points au besoin. 5. Remplacement des apostrophes droites par des apostrophes typographiques. 6. Remplacement de « Timeframe » par « Time Frame » dans le titre de la rubrique D.1.2. 7. Mise en minuscules de toutes les occurrences du mot « Regional » dans la section D.3. 8. Suppression du mot « less » après « 94% » dans la section 3.4, niveau 4.	20 janvier 2006
2	7 février 2013	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Modification selon la demande d'autorisation de norme (SAR) pour le projet 2007-09 et fusion avec la norme MOD-024-1
2	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme MOD-025-2. (L'ordonnance entre en vigueur le 1 ^{er} juillet 2016.)	

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

MOD-025 – Annexe 1 – Vérification des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

Périodicité des vérifications

La périodicité des vérifications de capacité de puissance active et réactive est la suivante :

1. Pour une vérification à partir d'un essai de performance : vérifier chaque *installation* visée au moins tous les cinq ans (avec un maximum de 66 mois civils entre les vérifications), ou dans un délai de 12 mois civils après avoir constaté un changement qui modifie la capacité de puissance active ou réactive de plus de 10 % par rapport à la plus récente capacité déclarée et dont la durée prévue dépasse six mois. La première vérification de chaque *installation* visée par la présente norme doit être une vérification par essai de performance.
2. Pour une vérification à partir de données d'exploitation : vérifier chaque installation visée au moins tous les cinq ans (avec un maximum de 66 mois civils entre les vérifications), ou dans un délai de 12 mois civils après avoir constaté un changement de plus de 10 % de la capacité de puissance active ou réactive par rapport à la plus récente capacité déclarée et dont la durée prévue dépasse six mois. Si des données pour différents points sont obtenues à des dates différentes, désigner la date la plus récente de ces dates comme la date de vérification et reporter cette date comme la date de vérification à la norme MOD-025, Annexe 2, aux fins de la périodicité.
3. Quelle que soit la méthode de vérification : vérifier chaque nouvelle *installation* visée dans les 12 mois civils suivant sa mise en service. Les équipements existants qui n'ont pas été vérifiés pendant plus de cinq ans en raison d'un arrêt prolongé doivent être vérifiés dans un délai de 12 mois civils après leur remise en exploitation.

Les essais de puissance active doivent être effectués de préférence en même temps que les essais de puissance réactive à pleine charge; toutefois, des essais distincts sont autorisés aux fins de la présente norme. Dans le cas des compensateurs synchrones, effectuer seulement les vérifications de capacité de puissance réactive, selon les indications données ci-après.

Si la capacité de puissance réactive est vérifiée par essai, celui-ci doit être planifié à un moment propice à bien démontrer sa capacité de puissance réactive et pendant que l'*exploitant de réseau de transport* prend les précautions nécessaires pour maintenir la tension au jeu de barres à la valeur programmée ou dans une marge de tolérance acceptable par rapport à celle-ci.

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

Modalités de vérification des *installations* visées

1. Pour les groupes de production de 20 MVA ou moins faisant partie d'une centrale de plus de 75 MVA au total, consigner les données soit individuellement, soit pour l'ensemble des groupes de production. Procéder à une vérification individuelle pour chaque groupe de production ou compensateur synchrone de plus de 20 MVA (valeur nominale brute).
2. Procéder à la vérification en faisant en sorte que tous les équipements auxiliaires nécessaires au fonctionnement normal prévu soient en service, tant pour la capacité de puissance active que pour la capacité de puissance réactive. Procéder à la vérification de la capacité de puissance réactive avec le régulateur automatique de tension en service. Les données d'exploitation d'une période de deux ans avant la date de vérification sont acceptables pour vérifier la capacité de puissance active ou réactive, à condition : a) que ces données répondent aux exigences des alinéas 2.1 à 2.4 ci-après; et b) que ces données d'exploitation correspondent au moins à 90 % du résultat d'un essai antérieur qui couvrait au moins 50 % de la capacité de puissance réactive indiquée sur la courbe de capacité thermique associée (courbe en D). Si l'essai antérieur avait fait l'objet de restrictions excessives (de sorte qu'il ne couvre pas au moins 50 % de la courbe de capacité thermique associée) par des limitations inhabituelles de production ou d'équipement (par exemple des batteries de condensateurs ou d'inductances hors service), la vérification suivante doit être faite au moyen d'un autre essai, et non à partir de données d'exploitation.
 - 2.1. Vérifier la capacité de puissance active et de puissance réactive en surexcitation (retard de phase) de toutes les *installations* visées à leur puissance active de sortie maximale normale (et non d'urgence) prévue au moment des vérifications.
 - 2.1.1 Vérifier la puissance active maximale synchrone du groupe de production et sa puissance réactive en retard de phase pendant au moins une heure.
 - 2.1.2 Vérifier les groupes de production intermittents (par exemple de type éolien, photovoltaïque ou hydraulique au fil de l'eau) à la puissance active de sortie maximale que la ressource intermittente peut produire au moment de la vérification. Vérifier la capacité de puissance réactive des éoliennes et des onduleurs photovoltaïques d'un parc avec au moins 90 % de ces éoliennes et de ces onduleurs photovoltaïques connectés. S'il est impossible de vérifier une *installation* d'éoliennes ou d'onduleurs photovoltaïques en respectant ce seuil de 90 %, en documenter les raisons et procéder à l'essai à la capacité maximale disponible au moment de l'essai. Reprogrammer l'essai de l'installation dans les six mois suivant l'atteinte du seuil de 90 %. Maintenir

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

la production de puissance active et réactive aussi stable que possible pendant les vérifications.

- 2.2. Vérifier la capacité de puissance réactive de toutes les *installations* visées, sauf celles de type éolien ou photovoltaïque, pour une puissance réactive maximale en surexcitation (retard de phase) et en sous-excitation (avance de phase) pour les conditions suivantes :
 - 2.2.1 à la puissance active minimale à laquelle l'*installation* devrait normalement fonctionner, recueillir les valeurs maximales de puissance réactive en avance et en retard de phase dès qu'une limite est atteinte;
 - 2.2.2 à la puissance active maximale, recueillir les valeurs maximales de puissance réactive en avance de phase dès qu'une limite est atteinte;
 - 2.2.3 dans le cas des groupes de production nucléaires, il n'est pas obligatoire de vérifier la puissance réactive à la puissance active de sortie minimale.
- 2.3. Dans le cas d'un groupe de production refroidi à l'hydrogène, procéder à la vérification à la pression d'hydrogène normale d'exploitation.
- 2.4. Calculer les pertes dans le transformateur élévateur du groupe de production si les mesures de vérification sont prises du côté haute tension du transformateur élévateur. Si nécessaire, on peut estimer les pertes de puissance active et réactive dans le transformateur élévateur en se basant sur l'impédance de celui-ci.
3. Consigner les données suivantes aux fins des vérifications prescrites ci-dessus :
 - 3.1 la valeur des capacités de production de puissance active et réactive brute à la fin de la période de vérification;
 - 3.2 la tension programmée fournie par l'*exploitant de réseau de transport*, le cas échéant;
 - 3.3 la tension sur les côtés haute tension et basse tension du transformateur élévateur du groupe de production ou du ou des transformateurs de raccordement au réseau à la fin de la période de vérification. Si une seule de ces valeurs est mesurée, l'autre peut être calculée;
 - 3.4 les conditions ambiantes, le cas échéant, en fin de période de vérification dont le *propriétaire d'installation de production* pourrait avoir besoin pour corriger la puissance active, par exemple :

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

- la température ambiante;
 - l'humidité relative;
 - la température de l'eau de refroidissement;
 - autres données jugées pertinentes par le *propriétaire d'installation de production* pour effectuer les corrections en fonction des conditions ambiantes;
- 3.5** la date ainsi que les heures de début et de fin de la période de vérification (en heures et en minutes);
- 3.6** le rapport de transformation et les réglages des prises du transformateur élévateur du groupe de production ou du ou des transformateurs de raccordement au réseau;
- 3.7** les pertes dans le transformateur élévateur du groupe de production (puissance réelle ou réactive) si les mesures de vérification ont été faites sur le côté haute tension du transformateur élévateur;
- 3.8** si les données de vérification résultent d'un essai de performance ou de données d'exploitation.
- 4.** Établir un schéma unifilaire simplifié (voir l'annexe 2 de la norme MOD-025) indiquant les sources auxiliaires de puissance active et réactive et les raccordements au réseau connexes pour chaque équipement vérifié, y compris les transformateurs élévateurs de groupe de production, les transformateurs de raccordement au réseau et les transformateurs auxiliaires selon le cas. Indiquer les écoulements de puissance réactive et leur sens au moyen de flèches.
- 4.1** En l'absence de moyens pour mesurer certaines charges auxiliaires réactives, présenter une estimation d'ingénierie et les calculs associés. Les pertes de puissance active et réactive dans les transformateurs seront aussi des estimations ou des calculs. Seuls les résultats sont requis lorsqu'on utilise un logiciel pour calculer les pertes ou les charges.
- 5.** Si le *planificateur de réseau de transport* demande un ajustement, établir la corrélation entre les conditions de l'essai et la puissance générée du groupe de production de manière que la puissance active qu'on peut s'attendre à obtenir du groupe de production puisse être déterminée pour différentes conditions, par exemple pendant la pointe de consommation estivale. Ajuster les valeurs de MW obtenues aux conditions ambiantes spécifiées par le *planificateur de réseau de transport* à sa demande et les soumettre au

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

planificateur de réseau de transport dans les 90 jours suivant la demande ou la date de consignation ou de sélection des données, selon la date la plus tardive.

- Note 1 :** Dans certaines conditions du réseau de transport, les valeurs obtenues par la vérification des mégavars prescrite par la norme ne correspondront pas à la courbe de capacité thermique fournie par le fabricant (courbe en D). Or, la vérification prescrite par la norme, même effectuée dans ces conditions du réseau de transport, peut révéler des limitations de l'*installation* visée (instabilité thermique du rotor, réglage des prises ou rapports de transformation incorrects, fonctionnement imprécis de régulateur automatique de tension, etc.) dont l'analyse plus poussée pourrait mener à un correctif. La limite du niveau de mégavars obtenue lors d'un essai de performance ou à partir de données d'exploitation peuvent ne pas être représentatives de la capacité de puissance réactive de l'équipement dans des conditions extrêmes du réseau. Voir la note 2.
- Note 2 :** Bien que la norme ne l'exige pas, il est souhaitable de procéder à une analyse d'ingénierie afin de déterminer les capacités prévues de l'*installation* visée à des tensions du réseau moins restrictives que celles observées pendant la vérification. Bien que cette analyse ne permette pas de valider intégralement la courbe de capacité thermique (courbe en D), elle produira une estimation raisonnable de la capacité de l'*installation* visée, que le *planificateur de réseau de transport* pourra utiliser aux fins de la modélisation.
- Note 3 :** La vérification de la puissance réactive vise à définir les limites de capacité de puissance réactive de l'équipement. Si celui-ci n'a pas de capacité en avance de phase, il faut déclarer que cette capacité est inexistante ou indiquer la capacité minimale en retard de phase à laquelle l'équipement peut fonctionner.
- Note 4 :** Les compensateurs synchrones n'ont besoin d'être vérifiés que pour deux points (un en surexcitation et un autre en sous-excitation), étant donné qu'ils ne produisent pas de puissance active.

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

MOD-025 – Annexe 2

Schéma unifilaire, tableau et sommaire pour déclaration des informations de vérification

Note : Si la configuration de l'installation visée ne se prête pas à l'utilisation du schéma, des tableaux ou des sommaires pour déclaration ci-après, des changements peuvent être faits au formulaire pourvu que toute l'information requise (selon l'annexe 1 de la norme MOD-025) soit reportée.

Raison sociale :

Déclaré par (nom) :

Centrale :

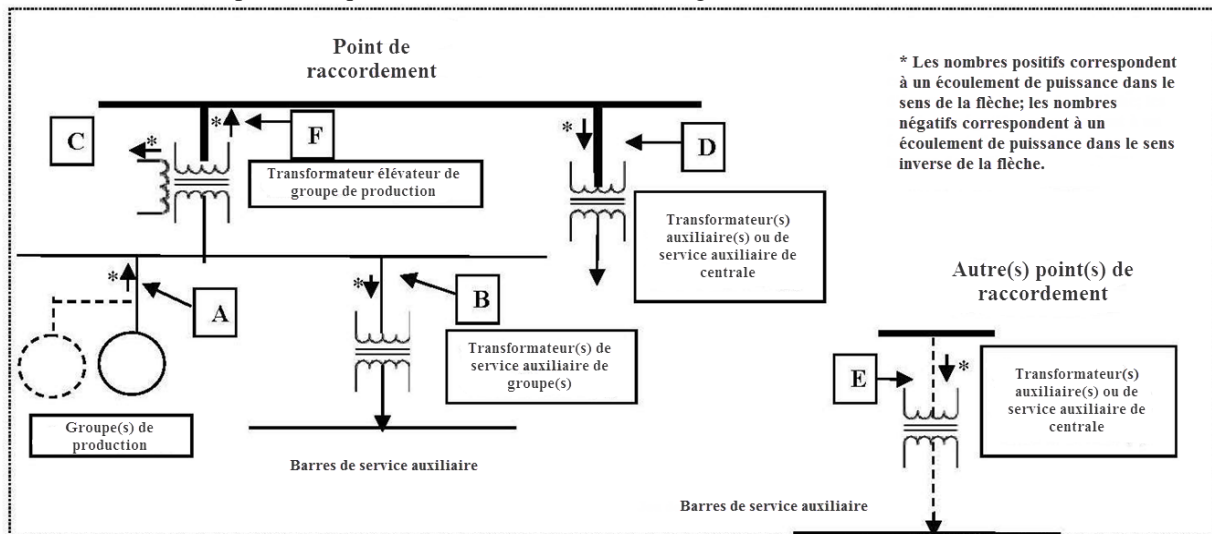
N° de groupe :

Date de déclaration :

Cocher tous les éléments pertinents :

- Vérification de la puissance réactive à pleine charge en surexcitation
- Vérification de la puissance réactive à pleine charge en sous-excitation
- Vérification de la puissance réactive à la charge minimale en surexcitation
- Vérification de la puissance réactive à la charge minimale en sous-excitation
- Vérification de la puissance active
- Données d'essai de performance
- Données d'exploitation

Schéma unifilaire simplifié indiquant les raccordements aux charges auxiliaires et les données de vérification :



Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

Point	Tension	Puissance active	Puissance réactive	Commentaires
A	kV	MW	Mvar	Additionner les groupes de production multiples qui sont vérifiés ensemble ou qui font partie d'un même ensemble. Déclarer les valeurs des groupes individuels séparément si les mesures de vérification ont été faites au groupe individuel. Des valeurs individuelles sont exigées pour les groupes de production et les compensateurs synchrones de plus de 20 MVA.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				
B	kV	MW	Mvar	Additionner les transformateurs de service auxiliaire de groupe multiples.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				
C	kV	MW	Mvar	Additionner les charges tertiaires multiples, le cas échéant.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				
D	kV	MW	Mvar	Additionner les transformateurs auxiliaires ou de service auxiliaire de poste.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				
E	kV	MW	Mvar	S'il y a plusieurs points de raccordement, les décrire afin de permettre une modélisation exacte; déclarer les points individuellement (Additionner les transformateurs auxiliaires multiples).
F	kV	MW	Mvar	Capacité nette des équipements.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

MOD-025 – Annexe 2 (suite)

Données de vérification

Fournir les données par équipement ou par *installation*, s'il y a lieu.

Type de données	Données consignées	Dernière vérification (données antérieures; ne rien inscrire pour la vérification initiale)
Capacité de puissance réactive brute (en Mvar*)		
Puissance réactive des auxiliaires (en Mvar*)		
Capacité de puissance réactive nette (en Mvar*) égale la capacité de puissance réactive brute (en Mvar*) moins la puissance réactive des auxiliaires à la même barre (en Mvar*) et moins la puissance réactive du tertiaire connecté à la même barre (en Mvar*)		
Capacité de puissance active brute (en MW*)		
Puissance active des auxiliaires (en MW*)		
Capacité de puissance active nette (en MW*) égale la capacité de puissance active brute (en MW*) moins la puissance active des auxiliaires à la même barre (en MW*) et moins la puissance active du tertiaire connecté à la même barre (en MW*)		
* Note : Inscrire les valeurs à la fin de la période de vérification.		
Pertes dans le transformateur élévateur de groupe de production (nécessaire seulement si les mesures de vérification sont faites sur le côté haute tension du transformateur du groupe de production) (en Mvar)		

Sommaire de vérification

- Date de la vérification _____, Heure de début de la vérification _____, Heure de fin de la vérification _____
 - Tension programmée _____
 - Rapport de transformation : Transf. élévateur de groupe ____ Serv. aux. de groupe ____ Serv. aux. de poste ____ Serv. aux., autre _____
 - Réglages de prises de transformateur : Transf. élévateur du groupe ____ Serv. aux. de groupe ____ Serv. aux. de poste ____ Serv. aux., autre _____
- Conditions ambiantes à la fin de la période de vérification :

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

Température de l'air : _____

Humidité relative : _____

Température de l'eau de refroidissement : _____

Autres données, selon le cas : _____

- Pression d'hydrogène du groupe de production pendant l'essai (le cas échéant) : _____

Date à laquelle les données de la colonne « Dernière vérification » du tableau ci-dessus ont été consignées : _____

Remarques :

Note : Si la valeur de vérification n'a pas atteint la courbe de capacité thermique (courbe en D), donner la raison.

Norme MOD-025-2 — Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

Annexe QC-MOD-025-2

Dispositions particulières de la norme MOD-025-2 applicables au Québec

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

A. Introduction

1. **Titre :** Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones
2. **Numéro :** MOD-025-2
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles**
Aucune disposition particulière
 - 4.2. **Installations**
 - 4.2.1 Groupe de production faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP).
 - 4.2.2 Compensateur synchrone faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP).
 - 4.2.3 Centrale ou installation de production faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP).
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

Exigences

Aucune disposition particulière

B. Mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**
 - 1.1. **Responsable de la surveillance de l'application des normes**
La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.
 - 1.2. **Conservation des pièces justificatives**
Aucune disposition particulière

Norme MOD-025-2 — Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

Annexe QC-MOD-025-2

Dispositions particulières de la norme MOD-025-2 applicables au Québec

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

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

MOD-025-2 – Annexe 1

Aucune disposition particulière

MOD-025-2 – Annexe 2

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	le xx mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

- 1. Titre :** Vérification des modèles et des données pour la commande de courant d'excitation de groupe de production et la commande volt-var de centrale
- 2. Numéro :** MOD-026-1
- 3. Objet :** Vérifier que le modèle de commande de courant d'excitation de groupe de production ou de commande volt-var de centrale¹ (y compris le modèle de stabilisateur de puissance et de compensateur d'impédance) et les paramètres de ce modèle destinés aux simulations dynamiques représentent fidèlement le comportement de la commande de courant d'excitation ou celui de la commande volt-var dans le cadre de l'évaluation de la fiabilité du système de production-transport d'électricité (BES).

4. Applicabilité :

1.1. Entités fonctionnelles :

1.1.1 Propriétaire d'installation de production

1.1.2 Planificateur de réseau de transport

1.2. Installations :

Dans le contexte de la présente norme, les installations raccordées directement au BES et qui répondent aux critères suivants sont désignées par l'expression « équipement visé ».

1.2.1 Équipements de production situés dans l'*Interconnexion* de l'Est ou l'*Interconnexion* du Québec et ayant les caractéristiques suivantes :

1.2.1.1 tout groupe de production de plus de 100 MVA (puissance nominale brute) ;

1.2.1.2 toute centrale électrique constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement au BES par un jeu de barres commun et ayant une production totale de plus de 100 MVA (puissance nominale brute combinée).

¹ Commande de courant d'excitation ou commande volt-var de centrale :

- a. Dans le cas d'une machine synchrone, la commande de courant d'excitation de groupe de production englobe le groupe de production, l'excitatrice, le régulateur de tension, le compensateur d'impédance et le stabilisateur de puissance.
- b. Pour l'ensemble d'une centrale électrique, la commande volt-var englobe le système de régulation de la tension et de la puissance réactive qui assure le réglage et la coordination des tensions dans la centrale et qui commande toute ressource de puissance réactive associée.

1.2.2 Équipements de production situés dans l'*Interconnexion* de l'Ouest et ayant les caractéristiques suivantes :

1.2.2.1 tout groupe de production de plus de 75 MVA (puissance nominale brute) ;

1.2.2.2 toute centrale électrique constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement au *BES* par un jeu de barres commun et ayant une production totale de plus de 75 MVA (puissance nominale brute combinée).

1.2.3 Équipements de production situés dans l'*Interconnexion* ERCOT et ayant les caractéristiques suivantes :

1.2.3.1 tout groupe de production de plus de 50 MVA (puissance nominale brute) ;

1.2.3.2 toute centrale électrique constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement au *BES* par un jeu de barres commun et ayant une production totale de plus de 50 MVA (puissance nominale brute combinée).

1.2.4 Dans toutes les *Interconnexions* :

1.2.4.1 tout équipement qui répond aux critères du registre de la NERC sans être par ailleurs visé par les sections 4.2.1, 4.2.2 et 4.2.3 et qui fait l'objet d'une demande justifiée techniquement² de la part du *planificateur de réseau de transport*.

5. Date d'entrée en vigueur :

1.3. Pour les exigences E1 et E3 à E6, le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date d'adoption de cette norme par les organismes de réglementation appropriés, ou selon les modalités prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux chargés de la fiabilité du service d'électricité. Dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date de son adoption par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux chargés de la fiabilité du service d'électricité.

² La justification technique est valide si le planificateur de réseau de transport démontre que la réponse simulée du groupe ou de la centrale ne correspond pas à la réponse mesurée du groupe ou de la centrale.

- 1.4.** Pour 30 % de la puissance nominale brute des équipements visés de l'entité dans chaque *Interconnexion* : l'exigence E2 entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux chargés de la fiabilité du service d'électricité ; dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, l'exigence E2 entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre ans après l'adoption par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux chargés de la fiabilité du service d'électricité.
- 1.5.** Pour 50 % de la puissance nominale brute des équipements visés de l'entité dans chaque *Interconnexion* : l'exigence E2 entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir six ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux chargés de la fiabilité du service d'électricité ; dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, l'exigence E2 entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir six ans après l'adoption par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux chargés de la fiabilité du service d'électricité.
- 1.6.** Pour 100 % de la puissance nominale brute des équipements visés de l'entité dans chaque *Interconnexion* : l'exigence E2 entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir dix ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux chargés de la fiabilité du service d'électricité ; dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, l'exigence E2 entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir dix ans après l'adoption par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux chargés de la fiabilité du service d'électricité.

B. Exigences

- E1.** Chaque *planificateur de réseau de transport* doit fournir l'information suivante au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de 90 jours civils après en avoir reçu la demande écrite : [*Facteur de risque (VRF) : faible*] [*Horizon : exploitation en temps différé*]
- des directives expliquant comment obtenir la liste des modèles de commande de courant d'excitation ou de commande volt-var jugés acceptables par le *planificateur de réseau de transport* aux fins des simulations dynamiques ;
 - des directives expliquant comment obtenir des fiches techniques ou des schémas fonctionnels de bibliothèques de modélisation dynamique jugées acceptables par le

planificateur de réseau de transport pour réaliser des modèles de commande de courant d'excitation ou de commande volt-var ; ou

- des données de modélisation pour toute commande de courant d'excitation ou commande volt-var spécifique à un équipement visé du *propriétaire d'installation de production* présentes dans la base de données de modélisation dynamique du *planificateur de réseau de transport* et correspondant aux modèles courants (en usage), y compris la puissance de base des groupes de production.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir, pour chaque équipement visé, un modèle vérifié de commande de courant d'excitation ou de commande volt-var, y compris la documentation et les données pertinentes (selon les indications de l'exigence E2.1 ci-après) à son *planificateur de réseau de transport*, selon la périodicité prescrite à l'annexe 1 de la norme MOD-026. [*Facteur de risque (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

E2.1. Le modèle de chaque équipement visé doit être vérifié par le *propriétaire d'installation de production* au moyen d'un ou de plusieurs modèles jugés acceptables par le *planificateur de réseau de transport*. La vérification pour les groupes de moins de 20 MVA (puissance nominale brute) d'une centrale électrique (voir les alinéas 4.2.1.2, 4.2.2.2 ou 4.2.3.2) peut être effectuée avec un modèle des groupes individuels ou un modèle de l'ensemble des groupes, ou les deux. Pour chaque vérification, l'information fournie doit comporter :

E2.1.1. une documentation qui démontre que la réaction de l'équipement visé correspond à la réaction enregistrée à l'occasion d'une excursion de tension provoquée dans le cadre d'un essai ou à partir d'une perturbation du réseau mesurée ;

E2.1.2. le fabricant, le numéro de modèle (s'il est connu) et le type de la commande de courant d'excitation (excitatrice statique, c.a. sans balais, c.c. tournante, etc.) ou de la commande volt-var (si elle est installée) ;

E2.1.3. la structure et les données du modèle, y compris notamment la réactance, les constantes de temps, les facteurs de saturation et le moment d'inertie total, ou des données équivalentes pour le groupe de production ;

E2.1.4. la structure et les données du modèle pour la commande de courant d'excitation, y compris le régulateur de tension à boucle fermée si celui-ci est installé, ou la structure et les données du modèle pour la commande volt-var ;

E2.1.5. les réglages de compensation (statisme, chute de tension de ligne, compensation différentielle, etc.), si cette compensation est utilisée ; et

E2.1.6. la structure et les données du modèle pour le stabilisateur de puissance, s'il y en a un.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit répondre par écrit à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 90 jours civils après avoir reçu l'une des communications suivantes pour un équipement visé :

- un avis écrit de la part de son *planificateur de réseau de transport* (selon l'exigence E6) indiquant que le modèle de commande de courant d'excitation ou de commande volt-var n'est pas utilisable ;
- des commentaires écrits de la part de son *planificateur de réseau de transport* faisant état de lacunes techniques dans la documentation de vérification du modèle de commande de courant d'excitation ou de commande volt-var ; ou
- des commentaires écrits avec preuve à l'appui de la part de son *planificateur de réseau de transport* indiquant que la réaction simulée du modèle de commande de courant d'excitation ou de commande volt-var ne correspond pas à la réaction mesurée à un événement dans le réseau de transport.

La réponse écrite doit présenter soit la justification technique du maintien du modèle existant, soit la liste des changements à apporter au modèle, soit un programme de vérification du modèle³ (conformément à l'exigence E2). [*Facteur de risque (VRF) : faible*] [*Horizon : exploitation en temps différé*]

E4. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit transmettre des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle⁴ (conformément à l'exigence E2) pour un équipement visé à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 180 jours civils après avoir apporté à la commande de courant d'excitation ou à la commande volt-var des changements⁵ qui modifient la caractéristique de réaction de l'équipement. [*Facteur de risque (VRF) : faible*] [*Horizon : exploitation en temps différé*]

³ Si une vérification est effectuée, la période de dix ans spécifiée à l'annexe 1 de la norme MOD-026 recommence.

⁴ Même commentaire.

⁵ Remplacement de l'excitatrice, du régulateur de tension ou du stabilisateur volt-var ou de puissance, y compris des modifications logicielles qui risquent de modifier la réaction de la commande de courant d'excitation ; ajout ou remplacement de système de commande numérique des installations ; modifications logicielles du système de commande numérique des installations qui risquent de modifier la réaction de la commande de courant d'excitation ; ajout ou remplacement d'équipement de commande volt-var de centrale (compensateurs statiques, batteries de condensateurs, dispositifs d'excitation de groupe de production, etc.) ; changement de mode de réglage de tension (passage de la régulation du facteur de puissance à la régulation automatique de tension, etc.) ; ou modification des réglages de l'excitatrice, du régulateur de tension, du compensateur d'impédance ou du stabilisateur de puissance. L'exigence E4 ne s'applique pas aux changements de réglage automatiques qui découlent de changements dans le mode de fonctionnement.

- E5.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit répondre par écrit à son *planificateur de réseau de transport*, dans un délai de 90 jours civils après avoir reçu de celui-ci une demande justifiée techniquement⁶ de procéder à l'examen du modèle pour un groupe ou une centrale visé. Cette réponse doit comporter un des éléments suivants : [*Facteur de risque (VRF) : faible*] [*Horizon : exploitation en temps différé*]
- les détails d'un programme de vérification du modèle (conformément à l'exigence E2) ;
 - des données de modèle corrigées, y compris la source de ces corrections (par exemple le remplacement de données de modèle génériques par des valeurs d'essai provenant d'un fabricant ou la mise à jour des données d'après un examen sur place de l'équipement).
- E6.** Chaque *planificateur de réseau de transport* doit répondre par écrit au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de 90 jours civils après avoir reçu l'information de vérification de modèle de commande de courant d'excitation ou de commande volt-var, conformément à l'exigence E2, indiquant que le modèle est utilisable ou non. Le modèle est utilisable s'il répond aux critères[él : selon M6, et j'aime bien] E6.1 à E6.3 ci-après :
- E6.1.** Le modèle de commande de courant d'excitation ou de commande volt-var doit permettre l'initialisation et le calcul de la modélisation sans erreur.
- E6.2.** Une simulation sans perturbation doit produire des transitoires négligeables.
- E6.3.** Dans le cas d'une simulation par ailleurs stable, une simulation de perturbation doit donner lieu à un amortissement positif par le modèle de commande de courant d'excitation et de commande volt-var.

Si le modèle n'est pas utilisable, le *planificateur de réseau de transport* doit justifier sa décision en fournissant une description technique. [*Facteur de risque (VRF) : moyen*] [*Horizon : exploitation en temps différé*]

C. Mesures

- M1.** Le *planificateur de réseau de transport* doit conserver et fournir la demande datée d'instructions ou de données, les instructions ou données transmises et une preuve datée de leur transmission par écrit (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a répondu à la demande dans le délai de 90 jours civils prescrit à l'exigence E1.
- M2.** Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver et fournir une preuve datée attestant qu'il a vérifié le modèle de commande de courant d'excitation ou de commande volt-var selon l'exigence E2.1 pour chaque équipement visé, ainsi qu'une preuve datée de

⁶ La justification technique est valide si le *planificateur de réseau de transport* démontre que la réponse simulée du groupe ou de la centrale ne correspond pas à la réponse mesurée du groupe ou de la centrale.

transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni le modèle, la documentation et les données à son *planificateur de réseau de transport* conformément à l'exigence E2.

M3. La preuve de conformité à l'exigence E3 doit comprendre la réponse écrite datée du *propriétaire d'installation de production* contenant l'information prescrite à l'exigence E3, ainsi qu'une preuve datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) de cette réponse.

M4. La preuve de conformité à l'exigence E4 doit comprendre, pour chacun des équipements visés du *propriétaire d'installation de production* dont le système de commande a été modifié selon les indications de l'exigence E4, une copie datée des données de modélisation révisées ou un programme de vérification de modèle ainsi qu'une preuve datée (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a transmis le modèle et les données révisées ou un programme de vérification dans un délai de 180 jours civils après avoir effectué les changements.

M5. La preuve de conformité à l'exigence E5 doit comprendre la réponse écrite datée du *propriétaire d'installation de production* contenant l'information prescrite à l'exigence E5, ainsi qu'une preuve datée (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a transmis une réponse écrite dans un délai de 90 jours civils après avoir reçu une demande justifiée techniquement.

M6. La preuve de conformité à l'exigence E6 doit comprendre, pour chaque modèle reçu, la réponse datée indiquant que le modèle était utilisable ou non selon les critères E6.1 à E6.3 (et dans le cas d'un modèle non utilisable, une description technique à l'appui), ainsi qu'une preuve datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant que le *propriétaire d'installation de production* a été avisé dans un délai de 90 jours civils suivant la réception de l'information sur le modèle.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

L'entité régionale joue le rôle de *responsable de la surveillance de la conformité (CEA)*, à moins que l'entité visée soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'entité régionale. Dans de tels cas, le rôle de *CEA* est confié à l'organisation de fiabilité du service d'électricité (ERO), à une entité régionale approuvée par la FERC ou à un autre organisme gouvernemental pertinent.

1.2. Conservation des données

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

Chaque *propriétaire d'installation de production* et *planificateur de réseau de transport* doit conserver les données ou éléments de preuve de conformité indiqués ci-après, à moins que son *responsable de la surveillance de la conformité* lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

- Le *planificateur de réseau de transport* doit conserver la demande d'information ou de données et la preuve de réponse, relativement aux exigences E1 et E6 ainsi qu'aux mesures M1 et M6, pendant trois années civiles à compter de la date où la réponse a été transmise.
- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver une preuve de la plus récente vérification de modèle de commande de courant d'excitation ou de commande volt-var relativement à l'exigence E2 et à la mesure M2.
- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver la demande d'information ou de données et la preuve de réponse, relativement aux exigences E3 à E5 ainsi qu'aux mesures M3 à M5, pendant trois années civiles à compter de la date où la réponse a été transmise.

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

Le *responsable de la surveillance de 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

Audits de conformité

Autocertifications

Mini-contrôles

Enquêtes sur les non-conformités

Norme MOD-026-1 – Vérification des modèles et des données pour la commande de courant d’excitation de groupe de production et la commande volt-var de centrale

Déclarations volontaires

Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité des non-conformités

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL extrême
E1	Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni les directives et les données au <i>propriétaire d’installation de production</i> dans un délai de plus de 90 jours civils mais d’au plus 120 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.	Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni les directives et les données au <i>propriétaire d’installation de production</i> dans un délai de plus de 120 jours civils mais d’au plus 150 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.	Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni les directives et les données au <i>propriétaire d’installation de production</i> dans un délai de plus de 150 jours civils mais d’au plus 180 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.	Le <i>planificateur de réseau de transport</i> n’a pas fourni les directives et les données au <i>propriétaire d’installation de production</i> dans un délai de 180 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.
E2	Le <i>propriétaire d’installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, y compris la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> après le délai prescrit à l’annexe 1 de la norme MOD-026, mais avec un retard d’au plus 90 jours civils. OU Le <i>propriétaire d’installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en dérogeant à un des critères E2.1.1 à E2.1.6.	Le <i>propriétaire d’installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, y compris la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> après le délai prescrit à l’annexe 1 de la norme MOD-026, avec un retard de plus de 90 jours civils mais d’au plus 180 jours civils. OU Le <i>propriétaire d’installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en dérogeant à deux des critères E2.1.1 à E2.1.6.	Le <i>propriétaire d’installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, y compris la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> après le délai prescrit à l’annexe 1 de la norme MOD-026, avec un retard de plus de 180 jours civils mais d’au plus 270 jours civils. OU Le <i>propriétaire d’installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en dérogeant à trois des critères E2.1.1 à E2.1.6.	Le <i>propriétaire d’installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, y compris la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> avec un retard de plus de 270 jours civils par rapport à la périodicité prescrite à l’annexe 1 de la norme MOD-026. OU Le <i>propriétaire d’installation de production</i> n’a pas présenté au <i>planificateur de réseau de transport</i> des modèles conformes à l’exigence E2.1. OU Le <i>propriétaire d’installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en dérogeant à au moins quatre des critères E2.1.1 à E2.1.6.
E3	Le <i>propriétaire d’installation de production</i> a transmis une réponse écrite dans un délai de plus de 90 jours civils mais d’au plus 120 jours civils après avoir reçu une communication écrite.	Le <i>propriétaire d’installation de production</i> a transmis une réponse écrite dans un délai de plus de 120 jours civils mais d’au plus 150 jours civils après avoir reçu une communication écrite.	Le <i>propriétaire d’installation de production</i> a transmis une réponse écrite dans un délai de plus de 150 jours civils mais d’au plus 180 jours civils après avoir reçu une communication écrite.	Le <i>propriétaire d’installation de production</i> n’a pas transmis une réponse écrite dans un délai de 180 jours civils après avoir reçu une communication écrite. OU La réponse du <i>propriétaire d’installation de production</i> ne comportait ni la justification technique du maintien du modèle existant, ni la liste des changements à apporter au modèle, ni un programme de vérification du modèle.

Norme MOD-026-1 – Vérification des modèles et des données pour la commande de courant d’excitation de groupe de production et la commande volt-var de centrale

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL extrême
E4	Le <i>propriétaire d’installation de production</i> a transmis des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 180 jours civils mais d’au plus 210 jours civils après avoir apporté à la commande de courant d’excitation ou à la commande volt-var des changements qui modifient la caractéristique de réaction de l’équipement.	Le <i>propriétaire d’installation de production</i> a transmis des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 210 jours civils mais d’au plus 240 jours civils après avoir apporté à la commande de courant d’excitation ou à la commande volt-var des changements qui modifient la caractéristique de réaction de l’équipement.	Le <i>propriétaire d’installation de production</i> a transmis des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 240 jours civils mais d’au plus 270 jours civils après avoir apporté à la commande de courant d’excitation ou à la commande volt-var des changements qui modifient la caractéristique de réaction de l’équipement.	Le <i>propriétaire d’installation de production</i> n’a pas transmis des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de 270 jours civils après avoir apporté à la commande de courant d’excitation ou à la commande volt-var des changements qui modifient la caractéristique de réaction de l’équipement.
E5	Le <i>propriétaire d’installation de production</i> a répondu par écrit au <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 reçu de celui-ci une demande justifiée techniquement de procéder à l’examen du modèle d’un équipement visé.	Le <i>propriétaire d’installation de production</i> a répondu par écrit au <i>planificateur de réseau de transport</i> , dans un délai de plus de 120 jours civils mais d’au plus 150 jours civils après avoir reçu de celui-ci une demande justifiée techniquement de procéder à l’examen du modèle d’un équipement visé.	Le <i>propriétaire d’installation de production</i> a répondu par écrit au <i>planificateur de réseau de transport</i> , dans un délai de plus de 150 jours civils mais d’au plus 180 jours civils après avoir reçu de celui-ci une demande justifiée techniquement de procéder à l’examen du modèle d’un équipement visé.	Le <i>propriétaire d’installation de production</i> n’a pas répondu par écrit au <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de 180 jours civils après avoir reçu de celui-ci une demande justifiée techniquement de procéder à l’examen du modèle d’un équipement visé. OU La réponse écrite du <i>propriétaire d’installation de production</i> ne comportait aucun des deux éléments spécifiés à l’exigence E5.
E6	Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a répondu par écrit au <i>propriétaire d’installation de production</i> pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec, dans ce dernier cas, une description technique à l’appui), dans un délai de plus de 90 jours civils mais d’au plus 120 jours civils après avoir reçu l’information de vérification de modèle.	Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a répondu par écrit au <i>propriétaire d’installation de production</i> pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec, dans ce dernier cas, une description technique à l’appui), dans un délai de plus de 120 jours civils mais d’au plus 150 jours civils après avoir reçu l’information de vérification de modèle. OU La réponse écrite du <i>planificateur de réseau de transport</i> ne comportait pas de confirmation pour un des critères E6.1 à E6.3.	Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a répondu par écrit au <i>propriétaire d’installation de production</i> pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec, dans ce dernier cas, une description technique à l’appui), dans un délai de plus de 150 jours civils mais d’au plus 180 jours civils après avoir reçu l’information de vérification de modèle. OU La réponse écrite du <i>planificateur de réseau de transport</i> ne comportait pas de confirmation pour deux des critères E6.1 à E6.3.	Le <i>planificateur de réseau de transport</i> n’a pas répondu par écrit au <i>propriétaire d’installation de production</i> dans un délai de 180 jours civils après avoir reçu l’information de vérification de modèle. OU La réponse écrite du <i>planificateur de réseau de transport</i> ne comportait de confirmation pour aucun des critères E6.1 à E6.3.

E. Différences régionales

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
---------	------	--------------	-------------------------

Norme MOD-026-1 – Vérification des modèles et des données pour la commande de courant d’excitation de groupe de production et la commande volt-var de centrale

1	7 février 2013	Adoption par le Conseil d’administration de la NERC.	Nouveau document
1	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC ratifiant la norme MOD-026-1. (L’ordonnance entre en vigueur le 1 ^{er} juillet 2014 pour les exigences E1, E3, E4, E5 et E6, et le 1 ^{er} juillet 2018 pour l’exigence E2.)	

G. Références

Les documents suivants contiennent des informations techniques dont la portée est plus large que celle de la présente norme relativement au fonctionnement, à la modélisation et à la vérification de la commande du courant d’excitation.

1. IEEE 421.1 Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines
2. IEEE 421.2 Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems
3. IEEE 421.5 IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies
4. K. Clark, R.A. Walling, N.W. Miller, "Solar Photovoltaic (PV) Plant Models in PSLF," IEEE/PES General Meeting, Detroit, MI, July 2011
5. M. Asmine, J. Brochu, J. Fortmann, R. Gagnon, Y. Kazachkov, C.-E. Langlois, C. Larose, E. Muljadi, J. MacDowell, P. Pourbeik, S. A. Seman, and K. Wiens, "Model Validation for Wind Turbine Generator Models", IEEE Transactions on Power System, Volume 26, Issue 3, August 2011
6. A. Ellis, E. Muljadi, J. Sanchez-Gasca, Y. Kazachkov, "Generic Models for Simulation of Wind Power Plants in Bulk System Planning Studies," IEEE PES General Meeting 2011, Detroit, MI, July 24-28
7. N.W. Miller, J. J. Sanchez-Gasca, K. Clark, J.M. MacDowell, "Dynamic Modeling of GE Wind Plants for Stability Simulations," IEEE PES General Meeting 2011, Detroit, MI, July 24-28
8. A. Ellis, Y. Kazachkov, E. Muljadi, P. Pourbeik, J.J. Sanchez-Gasca, Working Group Joint Report – WECC Working Group on Dynamic Performance of Wind Power Generation & IEEE Working Group on Dynamic Performance of Wind Power Generation, "Description and Technical Specifications for Generic WTG Models – A Status Report," Proc. IEEE PES 2011 Power Systems Conference and Exposition (PSCE), March 2011, Phoenix, AZ

9. K. Clark, N.W. Miller, R.A. Walling, "Modeling of GE Solar Photovoltaic (PV) Plants for Grid Studies," version 1.1, April 2010
10. K. Clark, N.W. Miller, J. J. Sanchez-Gasca, "Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies," version 4.5, April 16, 2010, Available from GE Energy
11. R.J. Piwko, N.W. Miller, J.M. MacDowell, "Field Testing & Model Validation of Wind Plants," in Proc. IEEE PES General Meeting, Pittsburg, PA, July 2008
12. N. Miller, K. Clark, J. MacDowell and W. Barton, "Experience with Field and Factory Testing for Model Validation of GE Wind Plants," in Proc. Eur. Wind Energy Conf. Exhib., Brussels, Belgium, March/April 2008
13. IEEE Task Force on Generator Model Validation Testing of the Power System Stability Subcommittee, "Guidelines for Generator Stability Model Validation Testing," IEEE PES General Meeting 2007, paper 07GM1307
14. W.W. Price and J. J. Sanchez-Gasca, "Simplified Wind Turbine Generator Aerodynamic Models for Transient Stability Studies," in PROC IEEE PES 2006 Power Systems Conf. Expo. (PSCE), Atlanta, GA, October 1, 2006, p. 986-992
15. J.J. Sanchez-Gasca, R.J. Piwko, N. W. Miller, W. W. Price, "On the Integration of Wind Power Plants in Large Power Systems," Proc. X Symposium of Specialists in Electric and Expansion Planning (SEPOPE), Florianopolis, Brazil, May 2006
16. N. W. Miller, J. J. Sanchez-Gasca, W. W. Price, R. W. Delmerico, "Dynamic Modeling of GE 1.5 and 3.6 MW Wind Turbine-Generators for Stability Simulations," Proc. IEEE Power Engineering Society General Meeting, Toronto, Ontario, July 2003
17. P. Pourbeik, C. Pink and R. Bisbee, "Power Plant Model Validation for Achieving Reliability Standard Requirements Based on Recorded On-Line Disturbance Data", Proceedings of the IEEE PSCE, March, 2011

MOD-026 – Annexe 1

Périodicité des vérifications de modèle de commande de courant d’excitation ou de commande volt/var		
N° de rangée	Condition de vérification	Action requise
1	Établissement de la date de la vérification initiale pour un équipement visé. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> au plus tard à la date d’entrée en vigueur. La rangée 4 s’applique lorsqu’on calcule la conformité d’un parc de production pendant le délai de mise en œuvre de 10 ans. Les dates d’entrée en vigueur sont indiquées à la sous-section 5 de la section A.
2	Vérification subséquente pour un équipement visé. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> au plus tard à la date du dixième anniversaire de la dernière transmission (selon la note 1 ci-après).
3	Vérification initiale pour un nouvel équipement visé, ou pour un équipement visé existant en cas d’installation d’une nouvelle commande de courant d’excitation ou commande volt-var. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de 365 jours civils après la date de mise en service.
4	Un équipement visé existant est jugé représentatif d’autres équipements situés au même emplacement. ET Pour chacun des équipements visés, la puissance nominale est la même. ET La puissance nominale ne dépasse pas 350 MVA. ET Pour chacun des équipements visés, les composants et les réglages sont les mêmes. ET Le modèle d’un de ces équipements visés, jugé représentatif, a été vérifié. (Exigence E2)	Décrire la situation dans un document et joindre celui-ci au modèle vérifié, à la documentation et aux données fournis au <i>planificateur de réseau de transport</i> pour l’équipement représentatif vérifié. Vérifier un équipement représentatif différent à chaque cycle de vérification de 10 ans. S’applique à la rangée 1 lorsqu’on calcule la conformité d’un parc de production pendant le délai de mise en œuvre de 10 ans.
5	Le <i>propriétaire d’installation de production</i> a transmis un programme de vérification. (Exigence E3, E4 ou E5)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de 365 jours civils après la

Norme MOD-026-1 – Vérification des modèles et des données pour la commande de courant d’excitation de groupe de production et la commande volt-var de centrale

Périodicité des vérifications de modèle de commande de courant d’excitation ou de commande volt/var		
N° de rangée	Condition de vérification	Action requise
		transmission du programme de vérification.
6	Un équipement visé nouveau ou existant ne comporte pas de fonction active de régulation de la tension ou de la puissance réactive à boucle fermée. (Exigence E2)	<p>L’envoi au <i>planificateur de réseau de transport</i> d’une déclaration écrite suffit pour répondre à l’exigence E2.</p> <p>La vérification selon la périodicité prescrite à la rangée 3 s’appliquant à un nouveau groupe de production (ou à un nouvel équipement) est exigée seulement si une fonction active à boucle fermée est en place.</p> <p>La note 1 de la sous-section 3 de la section A apporte des éclaircissements sur ce qui constitue une fonction active à boucle fermée pour des machines synchrones classiques (point a de la note) et pour l’ensemble d’une centrale électrique (point b de la note).</p>
7	Un équipement visé existant a un facteur d’utilisation net moyen, au cours des trois dernières années civiles (du 1 ^{er} janvier au 31 décembre), de 5 % ou moins. (Exigence E2)	<p>L’envoi au <i>planificateur de réseau de transport</i> d’une déclaration écrite suffit pour répondre à l’exigence E2.</p> <p>À la fin du cycle de 10 ans, on peut examiner le facteur d’utilisation net moyen sur trois ans (années 8, 9 et 10 de la période) pour déterminer si l’exemption liée au facteur d’utilisation peut être invoquée pour le cycle de 10 ans suivant. Si cette exemption ne s’applique pas, il faut alors vérifier le modèle dans un délai de 365 jours civils après la date d’expiration de l’exemption liée au facteur d’utilisation.</p> <p>Le facteur d’utilisation net (<i>Net Capacity Factor</i>) est défini à l’annexe F du document <i>Data Reporting Instructions</i> du système GADS, consultable sur le site Web de la NERC.</p>

Norme MOD-026-1 – Vérification des modèles et des données pour la commande de courant d'excitation de groupe de production et la commande volt-var de centrale

Périodicité des vérifications de modèle de commande de courant d'excitation ou de commande volt/var		
N° de rangée	Condition de vérification	Action requise
NOTES :		
Note 1 :	Critère d'établissement de la date de début du cycle de vérification de 10 ans : La date de début est celle à laquelle le modèle vérifié a effectivement été transmis au <i>planificateur de réseau de transport</i> pour la vérification d'équipement la plus récente.	
Note 2 :	Prise en compte d'un état initial de conformité : Une vérification existante de modèles de commande de courant d'excitation ou de commande volt-var est acceptable pour établir la conformité pour une période de 10 ans à compter de la date de transmission effective, dans l'un ou l'autre des cas suivants :	
	<ul style="list-style-type: none">• Le <i>propriétaire d'installation de production</i> dispose déjà d'un modèle vérifié qui est conforme aux politiques, directives ou critères régionaux pertinents au moment de la vérification du modèle.• Le <i>propriétaire d'installation de production</i> dispose déjà d'un modèle vérifié qui est conforme aux exigences de cette norme.	

Norme MOD-026-1 — Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale

Annexe QC-MOD-026-1

Dispositions particulières de la norme MOD-026-1 applicables au Québec

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

A. Introduction

1. **Titre :** Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale

2. **Numéro :** MOD-026-1

3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

4.2. Installations

Dans le contexte des exigences contenues dans la présente norme, les installations qui font partie du *réseau de transport principal* (RTP) seront désignées par l'expression « groupe visé » si elles répondent aux critères suivants :

4.2.1 Aucune disposition particulière

4.2.1.1 Aucune disposition particulière

4.2.1.2 Toute centrale de production faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP) et ayant une production totale de plus de 100 MVA (puissance nominale brute combinée).

4.2.2 Aucune disposition particulière

4.2.3 Aucune disposition particulière

4.2.4 Aucune disposition particulière

5. **Date d'entrée en vigueur :**

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

G. Références

Aucune disposition particulière

MOD-026-1 – Annexe 1

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	le xx mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Vérification des modèles et des données pour l'asservissement des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence
2. **Numéro :** MOD-027-1
3. **Objet :** Vérifier si le modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence¹ et si les paramètres de ce modèle, utilisés dans les simulations dynamiques, représentent fidèlement la réponse des systèmes de régulation de la puissance active des groupes de production aux variations de fréquence du réseau, dans le cadre de l'évaluation de la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (BES).
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1. *Propriétaire d'installation de production*
 - 4.1.2. *Planificateur de réseau de transport*
 - 4.2. **Installations :**

Dans le contexte des exigences contenues dans la présente norme, les *installations* qui sont raccordées directement au *système de production-transport d'électricité* (BES) seront désignées par l'expression « groupe visé » si elles répondent aux critères suivants :

- 4.2.1 Production située dans l'*Interconnexion* de l'Est ou l'*Interconnexion* du Québec ayant les caractéristiques suivantes :
 - 4.2.1.1 Tout groupe individuel de production de plus de 100 MVA (puissance nominale brute).
 - 4.2.1.2 Toute centrale de production individuelle constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement à un jeu de barres commun du BES et ayant une production totale de plus de 100 MVA (puissance nominale brute combinée).
- 4.2.2 Production située dans l'*Interconnexion* de l'Ouest ayant les caractéristiques suivantes :
 - 4.2.2.1 Tout groupe individuel de production de plus de 75 MVA (puissance nominale brute).
 - 4.2.2.2 Toute centrale de production individuelle constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement à un jeu de barres commun du BES et ayant une production totale de plus de 75 MVA (puissance nominale brute combinée).

¹ Système de régulation de vitesse et de puissance ou système de régulation de la charge-fréquence :

- a. La régulation de vitesse et de puissance s'applique dans le cas d'une machine synchrone conventionnelle.
- b. La régulation de charge-fréquence s'applique aux groupes de production raccordés avec un onduleur (souvent présents dans des centrales à production variable).

4.2.3 Production située dans l'*Interconnexion* ERCOT ayant les caractéristiques suivantes :

4.2.3.1 Tout groupe individuel de production de plus de 50 MVA (puissance nominale brute).

4.2.3.2 Toute centrale de production individuelle constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement à un jeu de barres commun du BES et ayant une production totale de plus de 75 MVA (puissance nominale brute combinée).

5. Date d'entrée en vigueur :

- 5.1.** Pour les exigences E1 et E3 à E5, le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date d'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux comme l'ERO. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux comme l'ERO.
- 5.2.** Pour l'exigence E2, 30 % de la puissance nominale brute pertinente en MVA des groupes visés de l'entité dans chaque *Interconnexion*, le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux comme l'ERO. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre ans après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux comme l'ERO.
- 5.3.** Pour l'exigence E2, 50 % de la puissance nominale brute pertinente en MVA des groupes visés de l'entité dans chaque *Interconnexion*, le premier jour du premier trimestre civil à survenir six ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux comme l'ERO. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir six ans après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux comme l'ERO.
- 5.4.** Pour l'exigence E2, 100 % de la puissance nominale brute pertinente en MVA des groupes visés de l'entité dans chaque *Interconnexion*, le premier jour du premier trimestre civil à survenir 10 ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux comme l'ERO. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir 10 ans après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux comme l'ERO.

B. Exigences

- E1.** Chaque *planificateur de réseau de transport* doit fournir l'information demandée ci-dessous au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de 90 jours civils suivant la réception d'une demande écrite : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- des directives sur comment obtenir la liste des modèles pour les systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence qui sont acceptables par le *planificateur de réseau de transport* aux fins d'utilisation dans les simulations dynamiques ;
 - des directives sur comment obtenir la librairie des diagrammes-blocs des modèles dynamiques pour les systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence et/ou les caractéristiques des modèles qui sont acceptables par le *planificateur de réseau de transport* ; ou
 - des données de modélisation, pour tout système de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence spécifique à un groupe visé existant du *propriétaire d'installation de production*, présentes dans la base de données dynamique du *planificateur de réseau de transport* pour les modèles courants (en usage), incluant la puissance de base en MVA des groupes de production.
- E2.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir, pour chaque groupe visé, un modèle vérifié des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence, incluant la documentation et les données (telles que spécifiées à la partie 2.1) à son *planificateur de réseau de transport*, selon la périodicité spécifiée à l'annexe 1 de la norme MOD-027. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- 2.1.** Le modèle de chaque groupe visé doit être vérifié par le *propriétaire d'installation de production* au moyen d'un ou de plusieurs modèles jugés acceptables par le *planificateur de réseau de transport*. La vérification pour les groupes individuels de moins de 20 MVA (puissance nominale brute) d'une centrale de production (voir les alinéas 4.2.1.2, 4.2.2.2 ou 4.2.3.2) peut être effectuée avec un modèle des groupes individuels ou un modèle des groupes combinés, ou les deux. Pour chaque vérification, l'information fournie doit inclure les éléments suivants :
- 2.1.1.** une documentation qui compare la réponse en puissance (MW) du modèle du groupe visé à la réponse enregistrée pour soit :
- une excursion en fréquence d'une perturbation sur le réseau qui répond à la note 1 de l'annexe 1 de MOD-027 avec le groupe visé en réseau ;
 - changement de consigne du régulateur de vitesse avec le groupe visé en réseau, ou ;
 - un essai de délestage partiel de la charge².
- 2.1.2.** le type de système de régulation de vitesse et de puissance ou de charge-fréquence³ ;

² Les différences entre le modèle vérifié des systèmes et le modèle de simulation final doivent être identifiées, particulièrement lorsqu'on analyse des données de délestage de charge. La plupart des systèmes changent le gain ou ont un retour à la vitesse synchrone qui prend effet lors du déclenchement du disjoncteur. Le contrôle de la charge ou les valeurs de seuil ne seront pas actifs une fois le disjoncteur ouvert. Il faut présenter une méthode permettant de tenir compte de ces différences si le modèle final n'est pas validé à partir de données réelles dans les conditions normales d'exploitation auxquelles le modèle est censé s'appliquer.

- 2.1.3. la description de la turbine (turbine hydraulique de type : Kaplan, Francis ou Pelton ; turbine à vapeur de type : chaudière à vapeur, combustible normal, turbine ; turbine à gaz : type et fabricant ; turbine de centrale à production variable : type et fabricant) ;
- 2.1.4. la structure du modèle et les données pour les systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence ; et
- 2.1.5. la représentation des effets sur la réponse en puissance active des boucles de contrôle externes (par exemple la valeur de consigne donnée par l'opérateur ou un contrôle de la charge à l'exclusion du *réglage automatique de la production* (AGC)) qui auraient préséance sur la réponse du régulateur de vitesse (incluant le cas d'un régulateur bloqué ou inopérant ou des modes de fonctionnement qui limitent la *réponse en fréquence*), si applicable.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir une réponse écrite à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 90 jours civils après avoir reçu l'une des communications suivantes pour un groupe visé :

- un avis écrit de la part de son *planificateur de réseau de transport* (conformément à l'exigence E5) indiquant que le modèle du système de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence n'est pas utilisable ;
- des commentaires écrits de la part de son *planificateur de réseau de transport* identifiant des lacunes techniques dans la documentation de vérification du modèle du système de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence ; ou
- des commentaires écrits avec pièces justificatives à l'appui de la part de son *planificateur de réseau de transport* indiquant que la réponse simulée du modèle du système de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence ne se rapproche pas de la réponse enregistrée lors d'au moins trois événements sur le réseau de transport.

La réponse écrite doit contenir, soit la justification technique du maintien du modèle courant, soit les changements au modèle, soit un programme de vérification du modèle⁴ (conformément à l'exigence E2). [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

³ Régulation de vitesse et de puissance ou régulation charge-fréquence :

- a. Les systèmes de régulation de vitesse et de puissance s'appliquent à la production classique par machines synchrones.
- b. Les systèmes de régulation de charge-fréquence s'appliquent à des groupes de production raccordés par onduleur (souvent présents dans des centrales à production variable).

⁴ Si une vérification est effectuée, la période de dix ans spécifiée à l'annexe 1 de la norme MOD-027 recommence.

Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données pour l'asservissement des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence

- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir des données révisées de modèle ou un programme de vérification du modèle⁵ (conformément à l'exigence E2) pour un groupe visé à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 180 jours civils après avoir apporté des changements au système de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence, qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement⁶. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- E5.** Chaque *planificateur de réseau de transport* doit fournir une réponse écrite au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de 90 jours civils de la réception de l'information sur la vérification de modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence, conformément à l'exigence E2, indiquant que le modèle est utilisable (satisfait les critères spécifiés aux parties 5.1 à 5.3) ou n'est pas utilisable.
- 5.1.** le modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence permet l'initialisation sans erreur ;
- 5.2.** une simulation sans perturbation produit des transitoires négligeables ; et
- 5.3.** dans le cas d'une simulation par ailleurs stable, une simulation de perturbation donne lieu à un amortissement positif par le modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence.

Si le modèle n'est pas utilisable, le *planificateur de réseau de transport* doit fournir une justification de sa décision en fournissant une description technique du pourquoi le modèle n'est pas utilisable. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

C. Mesures

- M1.** Le *planificateur de réseau de transport* doit avoir et fournir la demande datée de directives ou de données, les directives ou données transmises et une pièce justificative datée de leur transmission par écrit (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni sa réponse dans le délai de 90 jours civils conformément à l'exigence E1.
- M2.** Le *propriétaire d'installation de production* doit avoir et fournir une pièce justificative datée attestant qu'il a vérifié le modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence en accord avec la partie 2.1 pour chaque groupe visé, ainsi qu'une pièce justificative datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni le modèle, la documentation et les données à son *planificateur de réseau de transport* conformément à l'exigence E2.

⁵ Même commentaire.

⁶ Remplacement ou modification des systèmes (incluant des modifications logicielles ou un ajout ou remplacement de système de commande numérique des installations) ; modifications logicielles du système de commande numérique des installations qui modifient le statisme, la zone morte ou la réponse en fréquence ; changement de mode de réglage de fréquence (passage d'une commande par statisme à une commande à puissance constante (MW), etc.).

- M3.** Les pièces justificatives pour l'exigence E3 doivent comprendre la réponse écrite datée du *propriétaire d'installation de production* contenant l'information identifiée à l'exigence E3, ainsi qu'une pièce justificative datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) de cette réponse.
- M4.** Les pièces justificatives pour l'exigence E4 doivent comprendre, pour chacun des groupes visés du *propriétaire d'installation de production* pour lesquels des changements du système spécifiés à l'exigence E4 ont été effectués, une copie datée des données révisées des modèles ou du programme de vérification du modèle ainsi qu'une pièce justificative datée (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni le modèle et les données révisées ou les programmes dans un délai de 180 jours civils après avoir effectué les changements.
- M5.** Les pièces justificatives pour l'exigence E5 doivent comprendre, pour chaque modèle reçu, la réponse datée indiquant que le modèle était utilisable ou non selon les critères des parties 5.1 à 5.3, et dans le cas d'un modèle non utilisable, une description technique ; ainsi qu'une pièce justificative datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant que le *propriétaire d'installation de production* a été avisé dans un délai de 90 jours civils, suivant la réception de l'information sur le modèle conformément à l'exigence E5.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

L'*entité régionale* doit jouer le rôle de responsable de la surveillance de l'application des normes (CEA), à moins que l'entité visée soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'*entité régionale*. Dans de tels cas, le rôle de CEA est confié à l'ERO, à une entité régionale approuvée par la FERC ou à un autre organisme gouvernemental pertinent.

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

Le *propriétaire d'installation de production* et le *planificateur de réseau de transport* doivent chacun conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité comme indiqué ci-après, à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps aux fins d'une enquête :

- Le *planificateur de réseau de transport* doit conserver la demande d'information ou de données et la pièce justificative de la réponse fournie, relativement aux exigences E1 et E5, mesures M1 et M5, pendant trois années civiles à compter de la date où le document a été fourni.
- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver une pièce justificative de la plus récente vérification de modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de charge-fréquence relativement à l'exigence E2, mesure M2.

Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données pour l'asservissement des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence

- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver la demande d'information ou de données et la pièce justificative de la réponse fournie, relativement aux exigences E3 à E4, et mesures M3 à M4, pendant trois années civiles à compter de la date où le document a été fourni.

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

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et soumis.

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

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de non-conformité

Déclaration volontaire

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données pour l'asservissement des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni les directives et les données au <i>propriétaire d'installation de production</i> dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni les directives et les données au <i>propriétaire d'installation de production</i> dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni les directives et les données au <i>propriétaire d'installation de production</i> dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> n'a pas fourni les directives et les données au <i>propriétaire d'installation de production</i> dans un délai de 180 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.</p>
E2	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> après le délai prescrit à l'annexe 1 de la norme MOD-027, mais avec un retard d'au plus 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en omettant une des cinq parties 2.1.1 à 2.1.5 de l'exigence E2.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> après la période de temps prescrite à l'annexe 1 de la norme MOD-027, avec un retard de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en omettant deux des cinq parties 2.1.1 à 2.1.5 de l'exigence E2.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> après la période de temps prescrite à l'annexe 1 de la norme MOD-027, avec un retard de plus de 180 jours civils, mais d'au plus 270 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en omettant trois des cinq parties 2.1.1 à 2.1.5 de l'exigence E2.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> avec un retard de plus de 270 jours civils par rapport à la périodicité prescrite à l'annexe 1 de la norme MOD-027.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas utilisé un ou des modèles jugés acceptables par le <i>planificateur de réseau de transport</i> tel que décrit à la partie 2.1 de l'exigence E2.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en omettant au moins quatre des cinq parties 2.1.1 à 2.1.5 de l'exigence E2.</p>

Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données pour l'asservissement des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E3	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni une réponse écrite dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après avoir reçu une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni une réponse écrite dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après avoir reçu une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni une réponse écrite dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après avoir reçu une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni une réponse écrite dans un délai de 180 jours civils après avoir reçu une demande écrite.</p> <p>OU</p> <p>La réponse du propriétaire d'installation de production ne comportait ni la justification technique du maintien du modèle existant, ni la liste des changements à apporter au modèle, ni un programme de vérification du modèle.</p>
E4	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 180 jours civils, mais d'au plus 210 jours civils après avoir apporté au système de régulation de vitesse et de puissance ou de charge-fréquence des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 210 jours civils, mais d'au plus 240 jours civils après avoir apporté au système de régulation de vitesse et de puissance ou de charge-fréquence des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 240 jours civils, mais d'au plus 270 jours civils après avoir apporté au système de régulation de vitesse et de puissance ou de charge-fréquence des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de 270 jours civils après avoir apporté au système de régulation de vitesse et de puissance ou de charge-fréquence des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.</p>

Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données pour l’asservissement des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E5	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni une réponse écrite au <i>propriétaire d’installation de production</i> pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec une description technique si le modèle n’est pas utilisable), dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d’au plus 120 jours civils après avoir reçu l’information sur le modèle vérifié.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni une réponse écrite au <i>propriétaire d’installation de production</i> pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec une description technique si le modèle n’est pas utilisable), dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d’au plus 150 jours civils après avoir reçu l’information sur le modèle vérifié.</p> <p>OU</p> <p>La réponse écrite du <i>planificateur de réseau de transport</i> ne comportait pas de confirmation pour un des critères spécifiés du modèle listés dans les parties de 5.1 à 5.3 de l’exigence E5.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni une réponse écrite au <i>propriétaire d’installation de production</i> pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec une description technique si le modèle n’est pas utilisable), dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d’au plus 180 jours civils après avoir reçu l’information sur le modèle vérifié.</p> <p>OU</p> <p>La réponse écrite du <i>planificateur de réseau de transport</i> ne comportait pas de confirmation pour un des critères spécifiés du modèle listés dans les parties de 5.1 à 5.3 de l’exigence E5.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> n’a pas fourni une réponse écrite au <i>propriétaire d’installation de production</i> dans un délai de 180 jours civils après avoir reçu l’information sur le modèle vérifié.</p> <p>OU</p> <p>La réponse écrite du <i>planificateur de réseau de transport</i> ne comportait pas de confirmation pour un des critères spécifiés du modèle listés dans les parties de 5.1 à 5.3 de l’exigence E5.</p>

Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données pour l'asservissement des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence

E. Différences régionales

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	7 février 2013	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Nouvelle
1	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme MOD-027-1. (L'ordonnance entre en vigueur le 1 ^{er} juillet 2014 pour les exigences E1, E3, E4 et E5, et le 1 ^{er} juillet 2018 pour l'exigence E2.)	

G. Références

Les documents suivants contiennent des informations techniques dont la portée est plus large que celle de la présente norme relativement à la fonctionnalité, à la modélisation et aux essais des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de charge-fréquence.

1. IEEE Task Force on Generator Model Validation Testing of the Power System Stability Subcommittee, "Guidelines for Generator Stability Model Validation Testing," IEEE PES General Meeting 2007, paper 07GM1307
2. L. Pereira "New Thermal Governor Model Development: Its Impact on Operation and Planning Studies on the Western Interconnection" IEEE POWER AND ENERGY MAGAZINE, MAY/JUNE 2005
3. D.M. Cabbell, S. Rueckert, B.A. Tuck, and M.C. Willis, "The New Thermal Governor Model Used in Operating and Planning Studies in WECC," in Proc. IEEE PES General Meeting, Denver, CO, 2004
4. S. Patterson, "Importance of Hydro Generation Response Resulting from the New Thermal Modeling-and Required Hydro Modeling Improvements," in Proc. IEEE PES General Meeting, Denver, CO, 2004
5. L. Pereira, D. Kosterev, D. Davies, and S. Patterson, "New Thermal Governor Model Selection and Validation in the WECC," IEEE Trans. Power Syst., vol. 19, no 1, pp. 517-523, February 2004
6. L. Pereira, J. Undrill, D. Kosterev, D. Davies, and S. Patterson, "A New Thermal Governor Modeling Approach in the WECC," IEEE Trans. Power Syst., vol. 18, no. 2, pp. 819-829, May 2003
7. P. Pourbeik, C. Pink and R. Bisbee, "Power Plant Model Validation for Achieving Reliability Standard Requirements Based on Recorded On-Line Disturbance Data", Proceedings of the IEEE PSCE, March, 2011

Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données pour l'asservissement des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence

MOD-027 – Annexe 1

Périodicité des vérifications de modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence

N° de rangée	Condition de vérification	Action requise
1	Établissement de la date de la vérification initiale pour un groupe visé. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> à la date d'entrée en vigueur ou plus tôt. La rangée 5 s'applique lorsqu'on calcule la conformité d'un parc de production pendant la période de mise en œuvre de 10 ans. Voir les dates d'entrée en vigueur à la section A5.
2	Vérification subséquente pour un groupe visé. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> à la date du dixième anniversaire de la dernière transmission ou plus tôt (selon la note 2).
3	Un groupe visé n'est pas soumis à une excursion de fréquence selon la note 1 à la date requise permettant de respecter les délais prescrits par ailleurs aux rangées 1, 2, 4 ou 6. (Cette rangée s'applique seulement si une excursion de fréquence causée par une perturbation du réseau selon la note 1 est choisie pour la méthode de vérification et que la capacité d'enregistrement de la réponse en puissance active du groupe visé à une excursion de fréquence est installée et présumée disponible.) (Exigence E2)	L'exigence E2 est rencontrée avec l'envoi au <i>planificateur de réseau de transport</i> d'une déclaration écrite à cet effet. Par la suite, transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai d'au plus 365 jours civils après qu'une excursion de fréquence telle que spécifiée à la note 1 s'est produite et que l'appareillage de mesure a enregistré la réponse en puissance active du groupe visé comme prévu.
4	Vérification initiale pour un nouveau groupe visé, ou pour un groupe visé existant avec un nouveau système de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence installé. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de 365 jours civils après la date de mise en service.
5	Un groupe visé existant est équivalent à d'autres groupes situés au même emplacement physique.	Décrire la situation dans un document et joindre au modèle vérifié, la documentation et les données fournies au <i>planificateur de réseau de</i>

Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données pour l'asservissement des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence

MOD-027 – Annexe 1

Périodicité des vérifications de modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence

N° de rangée	Condition de vérification	Action requise
	<p>ET Chaque groupe visé a la même puissance nominale en MVA.</p> <p>ET La puissance nominale est ≤ 350 MVA.</p> <p>ET Chaque groupe visé a les mêmes composants et les mêmes réglages.</p> <p>ET Le modèle d'un de ces groupes visés équivalents a été vérifié. (Exigence E2)</p>	<p><i>transport</i> pour le groupe équivalent vérifié.</p> <p>Vérifier un groupe équivalent différent à chaque période de vérification de 10 ans.</p> <p>S'applique à la rangée 1 lorsqu'on calcule la conformité d'un parc de production pendant la période de mise en œuvre de 10 ans.</p>
6	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a transmis un programme de vérification. (Exigence E2)</p>	<p>Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de 365 jours civils après la soumission du programme de vérification.</p>

Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données pour l'asservissement des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence

MOD-027 – Annexe 1

Périodicité des vérifications de modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence

N° de rangée	Condition de vérification	Action requise
7	<p>Le groupe visé ne réagit pas aux excursions de fréquence, sous-fréquence et sur fréquence. (Le groupe visé n'opère pas dans un mode de réglage de fréquence, sauf en conditions normales de démarrage ou d'arrêt, ce qui entraînerait une réponse du système de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence.) ; OU Le groupe visé n'est pas équipé d'un système de contrôle de la fréquence ou ce système de contrôle ne peut être désactivé. (Exigence E2)</p>	<p>L'exigence E2 est respectée avec l'envoi au <i>planificateur de réseau de transport</i> d'une déclaration écrite à cet effet. Effectuer la vérification selon la périodicité prescrite à la rangée 4 pour un nouveau groupe de production (ou à un nouvel équipement) seulement si un mode de fonctionnement du contrôle sensible est établi lorsque connecté et en opération.</p>
8	<p>Un groupe visé existant a un facteur de capacité net moyen courant, au cours des trois dernières années civiles (du 1^{er} janvier au 31 décembre), de 5 % ou moins. (Exigence E2)</p>	<p>L'exigence E2 est respectée avec l'envoi au <i>planificateur de réseau de transport</i> d'une déclaration écrite à cet effet. À la fin du cycle de 10 ans, le facteur de capacité net moyen courant sur trois ans (années 8, 9 et 10) peut être examiné pour déterminer si l'exemption liée au facteur de capacité peut être invoquée pour le cycle de 10 ans suivant. Si cette exemption ne s'applique pas, il faut alors vérifier le modèle dans un délai de 365 jours civils après la date d'expiration de l'exemption liée au facteur de capacité. Le facteur de capacité net est défini à l'annexe F du document <i>GADS Data Reporting Instructions</i>, consultable sur le site Web de la NERC.</p>

MOD-027 – Annexe 1

Périodicité des vérifications de modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence

N° de rangée	Condition de vérification	Action requise
<p>NOTES :</p> <p>NOTE 1 : Critère d'excursion de fréquence pour la vérification du modèle :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Déviation $\geq 0,05$ Hz (nadir) par rapport à la fréquence programmée pour l'<i>Interconnexion de l'Est</i> avec l'équipement visé fonctionnant dans un mode sensible à la fréquence. • Déviation $\geq 0,10$ Hz (nadir) par rapport à la fréquence programmée pour l'<i>Interconnexion ERCOT</i> et l'<i>Interconnexion de l'Ouest</i> avec l'équipement visé fonctionnant dans un mode sensible à la fréquence. • Déviation $\geq 0,15$ Hz (nadir) par rapport à la fréquence programmée pour l'<i>Interconnexion du Québec</i> avec l'équipement visé fonctionnant dans un mode sensible à la fréquence. <p>NOTE 2 : Établissement de la date de début du cycle de vérification récurrent de dix ans :</p> <ul style="list-style-type: none"> • La date de début est celle à laquelle le modèle vérifié a effectivement été transmis au planificateur de réseau de transport pour la vérification de groupe la plus récente. <p>NOTE 3 : Prise en compte d'un état initial de conformité :</p> <p>Une vérification existante de modèle de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence est suffisante pour établir la conformité pour une période de dix ans à compter de la date de transmission effective, dans l'un ou l'autre des cas suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Le <i>propriétaire d'installation de production</i> dispose déjà d'un modèle vérifié qui est conforme aux politiques, directives ou critères régionaux pertinents au moment de la vérification du modèle. • Le <i>propriétaire d'installation de production</i> dispose déjà d'un modèle vérifié qui est conforme aux exigences de cette norme. 		

Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données pour l'asservissement des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence

Annexe QC-MOD-027-1

Dispositions particulières de la norme MOD-027-1 applicables au Québec

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

A. Introduction

1. **Titre :** Vérification des modèles et des données pour l'asservissement des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence

2. **Numéro :** MOD-027-1

3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

4.2. Installations

Dans le contexte des exigences contenues dans la présente norme, les installations qui font partie du *réseau de transport principal* (RTP) seront désignées par l'expression « groupe visé » si elles répondent aux critères suivants :

4.2.1 Aucune disposition particulière

4.2.1.1 Aucune disposition particulière

4.2.1.2 Toute centrale de production faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP) et ayant une production totale de plus de 100 MVA (puissance nominale brute combinée).

4.2.2 Aucune disposition particulière

4.2.3 Aucune disposition particulière

4.2.4 Aucune disposition particulière

5. **Date d'entrée en vigueur :**

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

G. Références

Aucune disposition particulière

MOD-027-1 – Annexe 1

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	le xx mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre : Méthodologie selon les échanges entre zones**
2. **Numéro :** MOD-028-2
3. **Objet :** Améliorer la cohérence et la fiabilité en ce qui concerne la mise au point et la documentation des calculs de *capacité de transfert*, pour usage à court terme, effectué par les entités faisant appel à la *méthodologie selon les échanges entre zones* pour appuyer l'analyse et l'exploitation du réseau.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. Chaque *exploitant de réseau de transport* qui utilise la *méthodologie selon les échanges entre zones* pour calculer les *capacités totales de transfert* (TTC) pour les *chemins ATC*.
 - 4.2. Chaque *fournisseur de service de transport* qui utilise la *méthodologie selon les échanges entre zones* pour calculer les *capacités de transfert disponible* (ATC) pour les *chemins ATC*.
5. **Date d'entrée en vigueur proposée :** Dans les territoires où une approbation réglementaire est nécessaire, cette norme entrera en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil après l'approbation réglementaire pertinente. Dans les territoires où une telle approbation réglementaire n'est pas nécessaire, cette norme entrera en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil après l'approbation de la norme par le conseil d'administration de la NERC.

B. Exigences

- E1. Chaque *fournisseur de service de transport* doit inclure, au minimum, dans son *document de mise en œuvre de la capacité de transfert disponible* (ATCID) les informations suivantes relatives à sa méthodologie pour déterminer la *capacité totale de transfert* (TTC) : [*Facteur de risque de la non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
 - E1.1. L'information décrivant comment la méthodologie choisie a été mise en œuvre, avec suffisamment de détails, de sorte qu'avec la même information utilisée par l'*exploitant de réseau de transport*, les résultats des calculs des TTC peuvent être validés ;
 - E1.2. Une description de la manière selon laquelle l'*exploitant de réseau de transport* tiendra compte des *programmes d'échange* dans le calcul des TTC ;
 - E1.3. N'importe quelle obligation contractuelle pour l'affectation des TTC ;
 - E1.4. Une description de la manière selon laquelle les *contingences* sont identifiées pour utilisation dans le processus des TTC ;
 - E1.5. Les informations suivantes sur comment la source et la destination pour un service de transport sont comptabilisées dans les calculs des ATC, incluant :
 - E1.5.1. Préciser si la source utilisée pour les calculs de la *capacité de transfert disponible* (ATC) est obtenue du champ source ou du champ *point de réception* (POR) de la réservation de transport ;
 - E1.5.2. Préciser si la destination utilisée pour les calculs de la *capacité de transfert disponible* (ATC) est obtenue du champ destination ou du champ *point de livraison* (POD) de la réservation de transport ;

- E1.5.3.** L'identification source/destination ou POR/POD et la correspondance avec le modèle ;
 - E1.5.4.** Si le processus de calcul des ATC du *fournisseur de service de transport* contient un regroupement de production, l'ATCID doit identifier comment ces groupes de production participent à ce regroupement.
- E2.** Lors du calcul des TTC pour les *chemins ATC*, l'*exploitant de réseau de transport* doit utiliser un modèle de *transport* qui contient tous les éléments suivants : [*Facteur de risque de la non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
 - E2.1.** Les données de modélisation et la topologie de la zone du *coordonnateur de la fiabilité* de son *coordonnateur de la fiabilité*. Une représentation équivalente des lignes radiales et des installations de 161 kV ou moins est permise ;
 - E2.2.** Les données de modélisation et la topologie (ou une représentation équivalente) des zones du *coordonnateur de la fiabilité* immédiatement adjacentes et celles au-delà ;
 - E2.3.** Les *caractéristiques assignées d'une installation* spécifiées par les *propriétaires d'installation de production* et les *propriétaires d'installation de transport*.
- E3.** Lors du calcul des TTC pour les *chemins ATC*, l'*exploitant de réseau de transport* doit inclure les données suivantes pour la zone du *fournisseur de service de transport*. L'*exploitant de réseau de transport* doit aussi inclure les données suivantes associées aux *installations* explicitement représentées dans le modèle de transport, telles que fournies par les *fournisseurs de service de transport* adjacents et tout autre *fournisseur de service de transport* avec lequel des ententes de coordination ont été conclues : [*Facteur de risque de la non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
 - E3.1.** Pour les TTC, utilisez les paramètres suivants (ainsi que toutes autres valeurs et paramètres additionnels comme spécifié dans l'ATCID) :
 - E3.1.1.** Les indisponibilités anticipées de production et de transport, les ajouts et les retraits, inclus comme spécifié dans l'ATCID ;
 - E3.1.2.** Les prévisions horaires ou quotidiennes de charge dans les TTC utilisés pour le calcul des ATC du jour même et du jour suivant ;
 - E3.1.3.** Les prévisions quotidiennes de charge pour les TTC utilisés pour le calcul des ATC des jours 2 à 31.
 - E3.1.4.** Les prévisions mensuelles de charge pour les TTC utilisés dans le calcul des ATC des mois 2 à 13 TTCs ;
 - E3.1.5.** L'engagement des groupes et la *consigne de répartition*, pour inclure toutes les ressources en réseau désignées et les autres ressources qui sont engagées ou qui ont une obligation légale de produire (à l'intérieur ou hors répartition économique), tels qu'ils sont anticipés de produire.
- E4.** Lors du calcul des TTC pour les *chemins ATC*, l'*exploitant de réseau de transport* doit remplir toutes les conditions suivantes : [*Facteur de risque de la non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
 - E4.1.** Utiliser toutes les *contingences* répondant aux critères décrits dans l'ATCID ;
 - E4.2.** Respecter les affectations contractuelles des TTC ;

E4.3. Inclure, pour chaque période de temps, le *service de transport ferme* anticipé à être programmé, tel que spécifié dans l'ATCID (filtré pour réduire ou éliminer les impacts en double des transactions utilisant le *service de transport* de multiples *fournisseurs de service de transport*) pour le *fournisseur de service de transport*, tous les *fournisseurs de service de transport* adjacents, et tout autre *fournisseur de service de transport* avec lequel des ententes de coordination ont été conclues, en modélisant la source et la destination comme suit :

- si la source, comme spécifié dans l'ATCID, a été identifiée dans la réservation et a fait l'objet d'une modélisation discrète dans le modèle de *transport* du *fournisseur de service de transport*, utilisez, comme source, la modélisation discrète du point ;
- si la source, comme spécifié dans l'ATCID, a été identifiée dans la réservation et que le point peut correspondre à une « équivalence » ou à une « représentation globale » dans le modèle de *transport* du *fournisseur de service de transport*, utilisez, comme source, l'équivalence modélisée ou la représentation globale ;
- si la source, comme spécifié dans l'ATCID, a été identifiée dans la réservation et que le point ne peut pas correspondre à une modélisation discrète, à une « équivalence » ou à une « représentation globale » dans le modèle de *transport* du *fournisseur de service de transport*, utilisez, comme source, le *responsable de l'équilibrage* immédiatement adjacent associé au *fournisseur de service de transport* duquel la puissance doit provenir ;
- si la source, comme spécifié dans l'ATCID, n'a pas été identifiée dans la réservation, utilisez, comme source, le *responsable de l'équilibrage* immédiatement adjacent associé au *fournisseur de service de transport* duquel la puissance doit provenir ;
- si la destination, comme spécifié dans l'ATCID, a été identifiée dans la réservation et a fait l'objet d'une modélisation discrète dans le modèle de *transport* du *fournisseur de service de transport*, utilisez, comme destination, la modélisation discrète du point ;
- si la destination, comme spécifié dans l'ATCID, a été identifiée dans la réservation et que le point peut correspondre à une « équivalence » ou à une « représentation globale » dans le modèle de *transport* du *fournisseur de service de transport*, utilisez, comme destination, l'équivalence modélisée ou la représentation globale ;
- si la destination, comme spécifié dans l'ATCID, a été identifiée dans la réservation et que le point ne peut pas correspondre à une modélisation discrète, à une « équivalence » ou à une « représentation globale » dans le modèle de *transport* du *fournisseur de service de transport*, utilisez, comme destination, le *responsable de l'équilibrage* immédiatement adjacent associé au *fournisseur de service de transport* duquel la puissance doit provenir ;

- si la destination, comme spécifié dans l'ATCID, n'a pas été identifiée dans la réservation, utilisez, comme destination, le *responsable de l'équilibrage* immédiatement adjacent associé au *fournisseur de service de transport* duquel la puissance doit provenir.
- E5.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit établir les TTC pour chaque *chemin ATC* comme défini ci-dessous : [*Facteur de risque de la non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- E5.1.** Au moins une fois à l'intérieur des 7 jours civils précédant la période spécifiée pour les TTC utilisés dans les calculs des ATC horaires et quotidiens ;
 - E5.2.** Au moins une fois par mois civil pour les TTC utilisés dans les calculs des ATC mensuels ;
 - E5.3.** À l'intérieur des 24 heures suivant l'indisponibilité inattendue d'une *installation* de transport de 500 kV ou plus ou d'un transformateur avec un côté basse tension de 200 kV ou plus, pour les TTC en vigueur pendant la durée anticipée de l'indisponibilité, attendu que la durée estimée d'une telle indisponibilité soit supérieure ou égale à 24 heures.
- E6.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit établir les TTC pour chaque *chemin ATC* en utilisant le processus suivant : [*Facteur de risque de la non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- E6.1.** Déterminer la *capacité de transfert* supplémentaire incrémentielle de chaque *chemin ATC* en augmentant la production et/ou en réduisant la charge à l'intérieur de la zone du *responsable de l'équilibrage* producteur et en réduisant la production et/ou en augmentant la charge à l'intérieur de la zone du *responsable de l'équilibrage* consommateur jusqu'à ce que :
 - une *limite d'exploitation du réseau* (SOL) soit atteinte sur le réseau du *fournisseur de service de transport* ; ou
 - une SOL a été atteinte sur tout autre réseau adjacent dans le modèle de *transport* qui n'est pas situé sur le chemin à l'étude et le facteur de répartition est supérieur ou égal à 5 %¹.
 - E6.2.** S'il n'est pas possible d'atteindre la limite de l'étape E6.1 en ajustant n'importe quelle combinaison de charge et de production, alors établir la *capacité de transfert* incrémentielle selon les résultats du cas où les ajustements maximaux ont été appliqués ;
 - E6.3.** Utiliser (comme TTC) la moindre de :
 - la somme de la *capacité de transfert* incrémentielle et des impacts des *services de transport fermes*, comme spécifié dans l'ATCID du *fournisseur de service de transport*, qui ont été inclus dans le modèle d'étude, ou ;
 - la somme des caractéristiques assignées de tous les liens composant le *chemin ATC* ;

¹ L'*exploitant de réseau de transport* peut utiliser un facteur de répartition inférieur à 5 % s'il le désire.

- E6.4.** Pour les *chemins ATC* dont la capacité utilise des *installations* en copropriété ou affectées à ceux-ci, limiter les TTC des différents *fournisseurs de service de transport* de telle sorte que les TTC ne dépassent pas les droits contractuels de chacun des *fournisseurs de service de transport*.
- E7.** L'*exploitant de réseau de transport* doit fournir au *fournisseur de service de transport* du *chemin ATC* la dernière valeur en application des TTC relative à ce *chemin ATC* dans un délai de : [*Facteur de risque de la non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- E7.1.** Un jour civil après sa détermination dans le cas des TTC utilisés dans les calculs d'ATC horaires et quotidiens ;
- E7.2.** Sept jours civils après sa détermination dans le cas des TTC utilisés dans les calculs d'ATC mensuels.
- E8.** Lors du calcul des *engagements de transport en vigueur* (ETCs) relatifs aux engagements fermes (ETC_F) d'un *chemin ATC* pour toutes les périodes de temps, le *fournisseur de service de transport* doit utiliser l'algorithme suivant : [*Facteur de risque de la non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

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

Où :

NITS_F est la capacité ferme mise en réserve pour le *service de transport en réseau intégré* (incluant la capacité utilisée pour desservir la charge regroupée à l'intérieur de la zone du *fournisseur de service de transport* avec des sources externes) sur les *chemins ATC* servant d'interface avec d'autres *responsables de l'équilibrage* ;

GF_F est la capacité ferme mise en réserve pour un *service de transport ferme* avec une clause d'antériorité et pour des contrats d'énergie et/ou de *service de transport ferme*, s'ils ont été exécutés avant la date d'entrée en vigueur des *tarifs et conditions des services de transport* d'un *fournisseur de service de transport* ou ont fait l'objet d'une exonération sur les *chemins ATC* qui servent d'interface avec d'autres *responsables de l'équilibrage* ;

PTP_F est la capacité ferme mise en réserve pour le *service de transport de point à point* confirmé ;

ROR_F est la capacité mise en réserve pour les droits de reconduction relatifs aux contrats de *service de transport ferme* 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* lorsque le contrat de *service de transport* du *client d'un service de transport* se termine ou est éligible à un renouvellement ;

OS_F est la capacité ferme mise en réserve pour tout autre (s) service (s), contrat (s) ou entente (s) non spécifié (s) ci-dessus qui utilise (ent) le *service de transport ferme*, incluant tout autre (s) ajustement (s) ferme (s) pour refléter les impacts des autres *chemins ATC* du *fournisseur de service de transport*, comme spécifié dans l'ATCID.

- E9.** Lors des calculs des ETC relatifs aux engagements non fermes (ETC_{NF}) d'un *chemin ATC* pour toutes les périodes de temps, le *fournisseur de service de transport* doit utiliser l'algorithme ci-dessous : [*Facteur de risque de la 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 en réserve pour le *service de transport en réseau intégré* (c.-à-d. le service secondaire incluant la capacité utilisée pour desservir la charge regroupée à l'intérieur de la zone du *fournisseur de service de transport* avec des sources externes) sur les *chemins ATC* servant d'interface avec d'autres *responsables de l'équilibrage* ;

GF_{NF} est la capacité non ferme mise en réserve pour un *service de transport ferme* avec une clause d'antériorité et pour des contrats d'énergie et/ou de *service de transport ferme*, s'ils ont été exécutés avant la date d'entrée en vigueur des *tarifs et conditions des services de transport* d'un *fournisseur de service de transport* ou ont fait l'objet d'une exonération sur les *chemins ATC* qui servent d'interface avec d'autres *responsables de l'équilibrage* ;

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

OS_{NF} est la capacité non ferme mise en réserve pour tout autre (s) service (s), contrat (s) ou entente (s) non spécifié(s) ci-dessus qui utilise (ent) le *service de transport ferme*, incluant tout autre (s) ajustement (s) ferme (s) pour refléter les impacts des autres *chemins ATC* du *fournisseur de service de transport*, comme spécifié dans l'ATCID.

- E10.** Lors des calculs de l'ATC ferme d'un *chemin ATC* pour une période donnée, le *fournisseur de service de transport* doit utiliser l'algorithme suivant : [*Facteur de risque (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

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

Où :

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

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

ETC_F est la somme des engagements de *transport* fermes existants du *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 l'ATC ferme due à un changement dans l'utilisation du *service de transport* pour cette période, comme défini dans les *pratiques commerciales* ;

transits inverses_F correspond aux ajustements de l'ATC ferme comme déterminés par le *fournisseur de service de transport* et spécifiés dans l'ATCID.

E11. Lors des calculs de l'ATC non ferme d'un *chemin ATC* pour une période donnée, le *fournisseur de service de transport* doit utiliser l'algorithme suivant : [*Facteur de risque de la non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

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

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* existants du *chemin ATC* pour cette période ;

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

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

TRM_U est la *marge de fiabilité de transport* du *chemin ATC* qui n'a pas été libérée par le *fournisseur de service de transport* pour la vente (non libérée) à titre de capacité non ferme durant cette période ;

capacités réoffertes_{NF} correspond à toute variation de l'ATC non ferme due à un changement dans l'utilisation du *service de transport* pour cette période, comme défini dans les *pratiques commerciales* ;

transits inverses_{NF} correspond aux ajustements de l'ATC non ferme comme déterminés par le *fournisseur de service de transport* et spécifiés dans l'ATCID.

C. Mesures

M1. Chaque *fournisseur de service de transport* doit fournir son ATCID en application qui contient les informations décrites à l'exigence E1 pour démontrer sa conformité à l'exigence E1. (E1)

M2. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir les pièces justificatives incluant le modèle utilisé pour calculer les TTC ainsi que toute autre pièce justificative (comme les *caractéristiques assignées d'une installation* fournies par les propriétaires des installations, la documentation écrite, les registres et les données) pour montrer que les exigences de modélisation définies à l'exigence E2 ont été respectées. (E2)

M3. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir les pièces justificatives, incluant les indisponibilités programmées, les ajouts et retraits d'installations (comme de la documentation écrite, des registres et des données) attestant que les données décrites aux exigences E3 et E4, ont été incluses dans la détermination des TTC comme spécifié dans l'ATCID. (E3)

M4. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir les contingences utilisées pour déterminer les TTC et l'ATCID comme pièces justificatives pour montrer que les contingences décrites dans l'ATCID ont été incluses dans la détermination des TTC. (E4)

M5. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir les copies des contrats qui contiennent des exigences pouvant affecter les TTC et les valeurs des TTC pour montrer que les affectations contractuelles des TTC ont été respectées comme requis à l'exigence E4.2. (E4)

- M6.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir les pièces justificatives (comme des copies d'ententes de coordination, de réservations, de transactions d'échange ou d'autres documents) pour montrer que l'échange programmé a été estimé à partir des réservations fermes, que la modélisation de l'échange programmé était basée sur les règles décrites à l'exigence E4.3 et que l'échange programmé estimé a été inclus dans la détermination des TTC. (E4)
- M7.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir les pièces justificatives (comme des registres et des données, et des copies datées de demandes du *fournisseur de service de transport* pour établir les TTC à intervalles spécifiques) que les TTC ont été établis au moins une fois au cours de la semaine civile précédant la période spécifiée pour les TTC utilisés dans les calculs d'ATC horaires et quotidiens, au moins une fois par mois civil pour les TTC utilisés dans les calculs d'ATC mensuels, et dans les 24 heures suivant l'indisponibilité inattendue d'une *installation* de transport de 500 kV ou plus ou d'un autotransformateur avec un côté basse tension de 200 kV ou plus pour les TTC en vigueur pendant la durée prévue de l'indisponibilité, à condition que la durée estimée d'une telle indisponibilité soit supérieure ou égale à 24 heures, conformément aux spécifications de l'exigence E5. (E5)
- M8.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir les pièces justificatives (comme des documents écrits) attestant que les TTC ont été calculés en utilisant le processus décrit à l'exigence E6 (E6).
- M9.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives, incluant une copie des dernières valeurs des TTC calculées ainsi qu'une copie datée d'avis courriels, ou toute autre pièce justificative équivalente pour montrer qu'il a transmis à son *fournisseur de service de transport* les valeurs de TTC les plus récentes en conformité avec l'exigence E7. (E7)
- M10.** Le *fournisseur de service de transport* doit démontrer sa conformité à l'exigence E8 en recalculant l'ETC ferme pour n'importe quelle période de temps comme décrit à l'exigence E2 de la norme MOD-001 en utilisant l'algorithme défini à l'exigence E8 et les données utilisées pour le calculer pour la période de temps désignée. Les données utilisées doivent respecter les exigences spécifiées dans la norme MOD-028-2 et dans l'ATCID. Pour tenir compte des différences qui peuvent survenir lors d'un nouveau calcul de la valeur (selon un processus automatisé, manuel ou mixte), n'importe quelle valeur recalculée à l'intérieur de $\pm 15\%$ ou 15 MW, selon la plus élevée, de la valeur originalement calculée est la pièce justificative attestant que le *fournisseur de service de transport* a utilisé l'algorithme de l'exigence E8 pour calculer son, ETC ferme. (E8)
- M11.** Pour démontrer sa conformité à l'exigence E9, le *fournisseur de service de transport* recalcule l'ETC non ferme pour n'importe quelle période de temps comme décrit à l'exigence E2 de la norme MOD-001 en utilisant l'algorithme défini en E9 et fournit les données utilisées pour ce calcul. Les données utilisées doivent respecter les exigences de la norme MOD-028-2 et l'ATCID. Pour tenir compte des différences qui peuvent survenir lors d'un nouveau calcul de la valeur (selon un processus automatisé, manuel ou mixte), n'importe quelle valeur recalculée à l'intérieur de $\pm 15\%$ ou 15 MW, selon la plus élevée, de la valeur originalement calculée est la pièce justificative attestant que le *fournisseur de service de transport* a utilisé l'algorithme de l'exigence E9 pour calculer son, ETC non ferme. (E9)

- M12.** Chaque *fournisseur de service de transport* doit produire la documentation à l'appui des processus utilisés pour mettre en œuvre l'algorithme qui calcule les ATC fermes, comme requis à l'exigence E10. Une telle documentation doit montrer que seules les variables permises à l'exigence E10 ont été utilisées pour calculer les ATC fermes, et que les processus utilisent les valeurs actuelles pour les variables comme déterminé dans les exigences ou les définitions. Notez que n'importe quelle variable peut être légitimement nulle si la valeur n'est pas applicable ou calculée afin d'être zéro (comme dans le cas des transits inverses, de la TRM, de la CBM, etc.). La documentation à l'appui peut être fournie dans la forme et le format comme conservé par le *fournisseur de service de transport*. (E10)
- M13.** Chaque *fournisseur de service de transport* doit produire la documentation à l'appui des processus utilisés pour mettre en œuvre l'algorithme servant à calculer les ATC non fermes, comme requis à l'exigence E11. Une telle documentation doit montrer que seules les variables permises à l'exigence E11 ont été utilisées pour calculer les ATC non fermes, et que les processus utilisent les valeurs actuelles pour les variables comme déterminé dans les exigences ou les définitions. Notez que n'importe quelle variable peut être légitimement nulle si la valeur n'est pas applicable ou calculée afin d'être zéro (comme dans le cas des transits inverses, de la TRM, de la CBM, etc.). La documentation à l'appui peut être fournie dans la forme et le format conservé par le *fournisseur de service de transport*. (E11)

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

Pour les entités qui ne travaillent pas pour l'*entité régionale*, l'*entité régionale* doit servir de responsable de la surveillance de l'application des normes.

Pour les entités fonctionnelles qui travaillent pour leur *entité régionale*, l'ERO ou une *entité régionale* approuvée par l'ERO et la FERC ou par une autre autorité gouvernementale pertinente doit servir de responsable de la surveillance de l'application des normes.

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 le dernier audit, le responsable de la surveillance de l'application des normes peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'*exploitant de réseau de transport* et le *fournisseur de service de transport* doivent conserver les données ou les pièces justificatives attestant leur conformité tel qu'identifié ci-dessous, à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête :

- le *fournisseur de service de transport* doit conserver son ATCID en application et en vigueur et n'importe quelles versions antérieures de l'ATCID qui ont été en vigueur depuis le dernier audit de conformité pour montrer sa conformité à E1 ;

- *l'exploitant de réseau de transport* doit avoir son dernier modèle utilisé pour calculer les TTC et les pièces justificatives de la version antérieure pour montrer sa conformité à E2 ;
- *l'exploitant de réseau de transport* doit conserver les pièces justificatives pour montrer sa conformité à E3 pour les 12 derniers mois ou jusqu'à ce que le modèle utilisé pour calculer les TTC soit mis à jour, selon la plus longue des deux périodes ;
- *l'exploitant de réseau de transport* doit conserver les pièces justificatives pour montrer sa conformité à E4, E5, E6 et E7 pour les 12 derniers mois ;
- le *fournisseur de service de transport* doit conserver les pièces justificatives pour montrer sa conformité relative au calcul des valeurs horaires requises en E8 et E9 pour les 14 derniers jours, les pièces justificatives pour montrer sa conformité relative au calcul des valeurs quotidiennes requises en E8 et E9 pour les 30 derniers jours et les pièces justificatives pour montrer sa conformité relative au calcul des valeurs mensuelles requises en E8 et E9 pour les 60 derniers jours ;
- le *fournisseur de service de transport* doit conserver les pièces justificatives pour montrer sa conformité à E10 et E11 pour les 12 derniers mois ;
- si un *fournisseur de service de transport* ou un *exploitant de réseau de transport* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à la non-conformité jusqu'à ce qu'il soit de nouveau jugé conforme ;
- le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit et tous les dossiers d'audit de conformité demandés et soumis subséquemment.

1.3. Processus de surveillance et de mise en application de la conformité

Les processus suivants peuvent être utilisés :

- audits de conformité
- déclarations sur la conformité
- contrôle ponctuel
- enquêtes de conformité
- déclaration volontaire
- plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

E #	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1.	<p>Le fournisseur de service de transport a un ATCID, mais il manque l'une des exigences suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • E1.1 • E1.2 • E1.3 • E1.4 • E1.5 (n'importe lesquelles de ses sous-exigences) 	<p>Le fournisseur de service de transport a un ATCID, mais il manque deux des exigences suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • E1.1 • E1.2 • E1.3 • E1.4 • E1.5 (n'importe lesquelles de ses sous-exigences) 	<p>Le fournisseur de service de transport a un ATCID, mais il manque trois des exigences suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • E1.1 • E1.2 • E1.3 • E1.4 • E1.5 (n'importe lesquelles de ses sous-exigences) 	<p>Le fournisseur de service de transport a un ATCID, mais il manque plus de trois des exigences suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • E1.1 • E1.2 • E1.3 • E1.4 • E1.5 (n'importe lesquelles de ses sous-exigences)
E2.	<p>L'exploitant de réseau de transport a utilisé une à dix caractéristiques assignées d'une installation différentes de celles spécifiées par un propriétaire d'installation de transport ou par un propriétaire d'installation de production dans son modèle de transport.</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport a utilisé onze à vingt caractéristiques assignées d'une installation différentes de celles spécifiées par un propriétaire d'installation de transport ou par un propriétaire d'installation de production dans son modèle de transport.</p>	<p>Une ou deux des situations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'exploitant de réseau de transport a utilisé vingt et une à trente caractéristiques assignées d'une installation différentes de celles spécifiées par un propriétaire d'installation de transport ou par un propriétaire d'installation de production dans son modèle de transport ; • L'exploitant de réseau de transport n'a pas utilisé un modèle de transport qui inclut les données de modélisation et la topologie (ou une représentation équivalente) d'une zone de fiabilité adjacente. 	<p>Une ou plusieurs des situations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 par un propriétaire d'installation de production dans son modèle de transport ; • Le modèle de transport de l'exploitant de réseau de transport inclut une représentation équivalente d'installations non radiales à une tension supérieure à 161 kV de sa propre zone de fiabilité ; • L'exploitant de réseau de transport n'a pas utilisé un

E #	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
				<p>modèle de <i>transport</i> qui inclut les données de modélisation et la topologie (ou une représentation équivalente) de deux ou plusieurs <i>zones de fiabilité</i> adjacentes.</p>
E3.	<p>L'<i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas inclus, dans le processus des TTC, d'une à dix indisponibilités, ajouts ou retraits anticipés de <i>transport</i> ou de production, comme spécifié dans l'ATCID.</p>	<p>L'<i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas inclus, dans le processus des TTC, de onze à vingt-cinq indisponibilités, ajouts ou retraits anticipés de <i>transport</i> ou de production, comme spécifié dans l'ATCID.</p>	<p>L'<i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas inclus, dans le processus des TTC, de vingt-six à cinquante indisponibilités, ajouts ou retraits anticipés de <i>transport</i> ou de production, comme spécifié dans l'ATCID.</p>	<p>Une ou plusieurs des situations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'<i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas inclus, dans le processus des TTC, plus de cinquante indisponibilités, ajouts ou retraits anticipés de <i>transport</i> ou de production, comme spécifié dans l'ATCID ; • L'<i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas inclus la prévision de <i>charges</i> ou l'engagement des groupes dans son calcul des TTC comme décrit en E3.
E4.	<p>L'<i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas modélisé les sources ou les destinations des réservations comme décrit en E4.3 pour plus de zéro réservation, mais pour au plus 5 % de toutes les réservations ; ou 1 réservation, selon la plus élevée des deux.</p>	<p>L'<i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas modélisé les sources ou les destinations des réservations comme décrit en E4.3 pour plus de 5 %, mais pour au plus 10 % de toutes les réservations ; ou 2 réservations, selon la plus élevée des deux.</p>	<p>L'<i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas modélisé les sources ou les destinations des réservations comme décrit en E4.3 pour plus de 10 %, mais pour au plus 15 % de toutes les réservations ; ou 3 réservations, selon la plus élevée des deux.</p>	<p>Une ou plusieurs des situations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'<i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas inclus, dans le calcul des TTC les contingences qui satisfaits aux critères décrits dans l'ATCID ; • L'<i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas respecté les affectations contractuelles des TTC ; • L'<i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas modélisé les

E #	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
				<p>sources ou les destinations des réservations comme décrit en E4.3 pour plus de 15 % de toutes les réservations ou plus de 3 (soit la plus élevée de ces valeurs) ;</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'exploitant de réseau de transport n'a pas utilisé les réservations fermes pour estimer les échanges ou n'a pas utilisé cette estimation dans le calcul des TTC comme décrit en E4.3.
E5.	<p>Une ou plusieurs des situations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'exploitant de réseau de transport n'a pas établi les TTC pour utilisation dans les calculs des ATC horaires ou quotidiens à l'intérieur de 7 jours civils, mais il a établi les valeurs à l'intérieur de 10 jours civils ; • L'exploitant de réseau de transport n'a pas établi les TTC pour utilisation dans les calculs des ATC mensuels durant un mois civil, mais il a établi ces valeurs à l'intérieur du mois civil suivant. 	<p>Une ou plusieurs des situations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'exploitant de réseau de transport n'a pas établi les TTC pour utilisation dans les calculs des ATC horaires ou quotidiens à l'intérieur de 10 jours civils, mais il a établi les valeurs à l'intérieur de 13 jours civils ; • L'exploitant de réseau de transport n'a pas établi les TTC pour utilisation dans les calculs des ATC mensuels durant deux mois civil consécutifs, mais il a établi ces valeurs à l'intérieur du troisième mois civil suivant. 	<p>Une ou plusieurs des situations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'exploitant de réseau de transport n'a pas établi les TTC pour utilisation dans les calculs des ATC horaires ou quotidiens à l'intérieur de 13 jours civils, mais il a établi les valeurs à l'intérieur de 16 jours civils ; • L'exploitant de réseau de transport n'a pas établi les TTC pour utilisation dans les calculs des ATC mensuels durant trois mois civil consécutifs, mais il a établi ces valeurs à l'intérieur du quatrième mois civil suivant. 	<p>Une ou plusieurs des situations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'exploitant de réseau de transport n'a pas établi les TTC pour utilisation dans les calculs d'ATC horaires ou quotidiens à l'intérieur de 16 jours civils ; • L'exploitant de réseau de transport n'a pas établi les TTC pour utilisation dans les calculs d'ATC mensuels durant plus quatre mois civils consécutifs ou plus ; • L'exploitant de réseau de transport n'a pas établi les TTC dans les 24 heures suivant un des déclencheurs définis en E5.3.
E6.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport n'a pas calculé les TTC selon le processus spécifié en E6.

Norme MOD-028-2 — Méthodologie selon les échanges entre zones

E #	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E7.	<p>Une ou plusieurs des situations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'exploitant de réseau de transport a fourni à son fournisseur de service de transport les TTC de ses chemins ATC utilisés dans les calculs des ATC horaires ou quotidiens plus d'un jour civil après leur détermination, mais pas plus de deux jours civils après leur détermination ; • L'exploitant de réseau de transport n'a pas fourni à son fournisseur de service de transport les TTC de ses chemins ATC utilisés dans les calculs des ATC mensuels plus de 7 jours civils après leur détermination, mais pas plus de 14 jours civils après leur détermination. 	<p>Une ou plusieurs des situations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'exploitant de réseau de transport a fourni à son fournisseur de service de transport les TTC de ses chemins ATC utilisés dans les calculs des ATC horaires ou quotidiens plus de deux jours civils après leur détermination, mais pas plus de trois jours civils après leur détermination ; • L'exploitant de réseau de transport n'a pas fourni à son fournisseur de service de transport les TTC de ses chemins ATC utilisés dans les calculs des ATC mensuels plus de 14 jours civils après leur détermination, mais pas plus de 21 jours civils après leur détermination. 	<p>Une ou plusieurs des situations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'exploitant de réseau de transport a fourni à son fournisseur de service de transport les TTC de ses chemins ATC utilisés dans les calculs des ATC horaires ou quotidiens plus de trois jours civils après leur détermination, mais pas plus de quatre jours civils après leur détermination ; • L'exploitant de réseau de transport n'a pas fourni à son fournisseur de service de transport les TTC de ses chemins ATC utilisés dans les calculs des ATC mensuels plus de 21 jours civils après leur détermination, mais pas plus de 28 jours civils après leur détermination. 	<p>Une ou plusieurs des situations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'exploitant de réseau de transport a fourni à son fournisseur de service de transport les TTC de ses chemins ATC utilisés dans les calculs des ATC horaires ou quotidiens plus de quatre jours civils après leur détermination ; • L'exploitant de réseau de transport n'a pas fourni à son fournisseur de service de transport les TTC de ses chemins ATC utilisés dans les calculs des ATC horaires ou quotidiens ; • L'exploitant de réseau de transport a fourni à son fournisseur de service de transport les TTC de ses chemins ATC utilisés dans les calculs des ATC mensuels plus de 28 jours civils après leur détermination ; • L'exploitant de réseau de transport n'a pas fourni à son fournisseur de service de transport les TTC de ses chemins ATC utilisés dans les calculs des ATC mensuels.
E8.	<p>Pour une période donnée, le fournisseur de service de transport a calculé un ETC ferme dont la valeur absolue diffère de celle</p>	<p>Pour une période donnée, le fournisseur de service de transport a calculé un ETC ferme dont la valeur absolue diffère de celle</p>	<p>Pour une période donnée, le fournisseur de service de transport a calculé un ETC ferme dont la valeur absolue diffère de celle</p>	<p>Pour une période donnée, le fournisseur de service de transport a calculé un ETC ferme dont la valeur absolue diffère de celle</p>

Norme MOD-028-2 — Méthodologie selon les échanges entre zones

E #	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
	calculée selon la mesure M10 pour la même période, et cette différence en valeur absolue est de plus de 15 % de la valeur calculée selon la mesure ou 15 MW, selon la plus élevée des valeurs, mais au plus 25 % de la valeur calculée selon la mesure ou 25 MW, selon la plus élevée des valeurs.	calculée selon la mesure M10 pour la même période, et cette différence en valeur absolue est de plus de 25 % de la valeur calculée selon la mesure ou 25 MW, selon la plus élevée des valeurs, mais au plus 35 % de la valeur calculée selon la mesure ou 35 MW, selon la plus élevée des valeurs.	calculée selon la mesure M10 pour la même période, et cette différence en valeur absolue est de plus de 35 % de la valeur calculée selon la mesure ou 35 MW, selon la plus élevée des valeurs, mais au plus 45 % de la valeur calculée selon la mesure ou 45 MW, selon la plus élevée des valeurs.	calculée selon la mesure M10 pour la même période, et cette différence est de plus de 45 % de la valeur calculée selon la mesure ou 45 MW, selon la plus élevée des valeurs.
E9.	Pour une période donnée, le <i>fournisseur de service de transport</i> a calculé un ETC non ferme dont la valeur absolue diffère de celle calculée selon la mesure M11 pour la même période, et cette différence en valeur absolue est de plus de 15 % de la valeur calculée selon la mesure ou 15 MW, selon la plus élevée des valeurs, mais au plus 25 % de la valeur calculée selon la mesure ou 25 MW, selon la plus élevée des valeurs.	Pour une période donnée, le <i>fournisseur de service de transport</i> a calculé un ETC non ferme dont la valeur absolue diffère de celle calculée selon la mesure M11 pour la même période, et cette différence en valeur absolue est de plus de 25 % de la valeur calculée selon la mesure ou 25 MW, selon la plus élevée des valeurs, mais au plus 35 % de la valeur calculée selon la mesure ou 35 MW, selon la plus élevée des valeurs.	Pour une période donnée, le <i>fournisseur de service de transport</i> a calculé un ETC non ferme dont la valeur absolue diffère de celle calculée selon la mesure M11 pour la même période, et cette différence en valeur absolue est de plus de 35 % de la valeur calculée selon la mesure ou 35 MW, selon la plus élevée des valeurs, mais au plus 45 % de la valeur calculée selon la mesure ou 45 MW, selon la plus élevée des valeurs.	Pour une période donnée, le <i>fournisseur de service de transport</i> a calculé un ETC non ferme dont la valeur absolue diffère de celle calculée selon la mesure M11 pour la même période, et cette différence est de plus de 45 % de la valeur calculée selon la mesure ou 45 MW, selon la plus élevée des valeurs.
E10.	Le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas utilisé tous les éléments définis en E10 lors de la détermination des ATC fermes, ou a utilisé des éléments supplémentaires, plus de zéro <i>chemins ATC</i> , mais au plus 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 E10 lors de la détermination des ATC fermes, ou a utilisé des éléments supplémentaires, pour 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 au plus 10 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou 2 <i>chemins ATC</i> (selon la plus élevée des valeurs).	Le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas utilisé tous les éléments définis en E10 lors de la détermination des ATC fermes, ou a utilisé des éléments supplémentaires, pour 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 au plus 15 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou 3 <i>chemins ATC</i> (selon la plus élevée des valeurs).	Le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas utilisé tous les éléments définis en E10 lors de la détermination des ATC fermes, ou a utilisé des éléments supplémentaires, pour plus de 15 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou de 3 <i>chemins ATC</i> (selon la plus élevée des valeurs).

E #	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E11.	<p>Le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas utilisé tous les éléments définis en E11 lors de la détermination des ATC non fermes, ou a utilisé des éléments supplémentaires, pour plus de zéro <i>chemins ATC</i>, mais au plus 5 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou 1 <i>chemin ATC</i> (selon la plus élevée des deux valeurs).</p>	<p>Le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas utilisé tous les éléments définis en E11 lors de la détermination des ATC non fermes, ou a utilisé des éléments supplémentaires, pour 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 au plus 10 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou 2 <i>chemins ATC</i> (selon la plus élevée des valeurs).</p>	<p>Le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas utilisé tous les éléments définis en E11 lors de la détermination des ATC non fermes, ou a utilisé des éléments supplémentaires, pour 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 au plus 15 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou 3 <i>chemins ATC</i> (selon la plus élevée des valeurs).</p>	<p>Le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas utilisé tous les éléments définis en E11 lors de la détermination des ATC non fermes, ou a utilisé des éléments supplémentaires, pour plus de 15 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou de 3 <i>chemins ATC</i> (selon la plus élevée des valeurs).</p>

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	26 août 2008	Adoption par le conseil d'administration	
1	24 juillet 2013	Niveaux de gravité de la non-conformité mis à jour basés sur l'approbation du 24 juin 2013.	
2	9 février 2012	Adoption par le conseil d'administration	
2	24 juillet 2013	Ordonnance de la FERC émise le 18 juillet 2013 approuvant MOD-028-2.	

Norme MOD-028-2 — Méthodologie selon les échanges entre zones

Annexe QC-MOD-028-2

Dispositions particulières de la norme MOD-028-2 applicables au Québec

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

A. Introduction

1. **Titre :** Méthodologie selon les échanges entre zones
2. **Numéro :** MOD-028-2
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :** Aucune disposition particulière
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

1.2. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et de mise en application de la conformité

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	xx mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Données pour la modélisation et l'analyse des réseaux électriques
2. **Numéro :** MOD-032-1
3. **Objet :** Établir des exigences harmonisées en matière de données de modélisation et de procédures de déclaration en vue de l'élaboration des modèles de planification nécessaires pour l'analyse de la fiabilité du réseau de transport interconnecté.
4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles :

- 4.1.1. *Responsable de l'équilibrage*
- 4.1.2. *Propriétaire d'installation de production*
- 4.1.3. *Responsable de l'approvisionnement*
- 4.1.4. *Responsable de la planification et coordonnateur de la planification*
(désignés collectivement par le terme « *coordonnateur de la planification* »)

Cette norme proposée combine les entités appelées « *responsable de la planification* » et « *coordonnateur de la planification* » dans la liste des entités fonctionnelles visées. Le terme « *coordonnateur de la planification* » est en usage dans le modèle fonctionnel de la NERC, tandis que dans le contexte des critères d'inscription on utilise le terme « *responsable de la planification* ». L'harmonisation entre les deux n'est pas encore faite ; entre-temps, la norme proposée s'applique tant au *responsable de la planification* qu'au *coordonnateur de la planification*.

- 4.1.5. *Planificateur des ressources*
- 4.1.6. *Propriétaire d'installation de transport*
- 4.1.7. *Planificateur de réseau de transport*
- 4.1.8. *Fournisseur de service de transport*

5. Date d'entrée en vigueur :

L'exigence E1 de la norme MOD-032-1 entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois après la date d'approbation de cette norme par un organisme gouvernemental pertinent, ou selon les exigences applicables à un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent. Si l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, l'exigence E1 de la norme MOD-032-1 entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois après la date d'adoption de cette norme par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.

Les exigences E2, E3 et E4 de la norme MOD-032-1 entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après la date d'approbation de cette norme par un organisme gouvernemental pertinent, ou selon les exigences applicables à un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent. Si l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, les exigences E2, E3 et E4 de la norme MOD-032-1 entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après la date d'adoption de cette norme par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.

6. Contexte :

La norme MOD-032-1 existe en conjonction avec la norme MOD-033-1, toutes deux portant sur la modélisation de système et la validation. La norme de fiabilité MOD-032-1 est une consolidation et un remplacement des normes existantes MOD-010-0, MOD-011-0, MOD-012-0, MOD-013-1, MOD-014-0 et MOD-015-0.1; elle encadre le processus par lequel les propriétaires de données visées doivent soumettre à leurs *planificateurs de réseau de transport et coordonnateurs de la planification* respectifs les données nécessaires à l'élaboration des cas de base selon leur *Interconnexion* et pour l'échelle des *Interconnexions*. La norme de fiabilité MOD-033-1 est nouvelle et elle énonce de nouvelles exigences, en vertu desquelles chaque *coordonnateur de la planification* doit mettre en œuvre un processus documenté permettant de valider les modèles dans sa zone de planification.

La transition et l'accent de responsabilité mis sur la fonction de *coordonnateur de la planification* dans ces deux normes découlent de plusieurs recommandations et directives de la FERC de l'Ordonnance 693 de la FERC, qui sont commentées plus en détail sous les rubriques « Justifications » des deux normes. Un des ensembles de recommandations les plus récents et les plus importants provient du Sous-comité sur l'analyse et la modélisation du réseau (SAMS) du Comité de planification de la NERC. Le SAMS propose plusieurs améliorations aux normes sur les données de modélisation, y compris la consolidation des normes existantes (l'analyse du SAMS est reproduite dans le dossier de référence de décembre 2012 du Comité de planification de la NERC, point 3.4, à partir de la page 99 du fichier ci-après : http://www.nerc.com/comm/PC/Agendas%20Highlights%20and%20Minutes%20DL/2012/2012_Dec_PC%20Agenda.pdf).

B. Exigences et Mesures

- E1.** Chaque *coordonnateur de la planification* et chacun de ses *planificateurs de réseau de transport* doivent établir conjointement des exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit et de procédures de déclaration pour la zone de planification du *coordonnateur de la planification*. Ces exigences et procédures doivent inclure : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- 1.1.** Les données indiquées à l'annexe 1.
 - 1.2.** Les indications relatives aux éléments suivants, compte tenu des procédures pour l'élaboration de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* :
 - 1.2.1.** Le format des données ;
 - 1.2.2.** Le degré de détail de modélisation des équipements ;
 - 1.2.3.** Les cas types ou les scénarios à modéliser ; et
 - 1.2.4.** Un calendrier de déclaration des données à intervalles d'au plus 13 mois civils.
 - 1.3.** Des directives concernant la distribution ou l'affichage des exigences en matière de données et des procédures de déclaration, aux fins de leur consultation par les entités chargées de fournir les données.
- M1.** Chaque *coordonnateur de la planification* et *planificateur de réseau de transport* doit fournir les pièces justificatives attestant qu'il a établi conjointement les exigences en matière de données et les procédures de déclaration indiqués à l'exigence E1.
- E2.** Chaque *responsable de l'équilibrage, propriétaire d'installation de production, responsable de l'approvisionnement, planificateur des ressources, propriétaire d'installation de transport* et *fournisseur de service de transport* doit fournir des données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit à son ou ses *planificateurs de réseau de transport* et *coordonnateurs de la planification* conformément aux exigences en matière de données et aux procédures de déclaration établies par ceux-ci conformément à l'exigence E1. Dans le cas des données qui n'ont pas changé depuis leur déclaration précédente, une confirmation écrite que les données n'ont pas changé est suffisante. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- M2.** Chaque entité visée par l'exigence E2 doit fournir les pièces justificatives (par exemple des courriels ou des reçus postaux indiquant le destinataire et la date) attestant qu'elle a soumis les données de modélisation requises à son ou ses *planificateurs de réseau de transport* et *coordonnateurs de la planification*, ou qu'elle a transmis une confirmation écrite que les données n'ont pas changé.

- E3.** À la réception d'un avis écrit de son *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* signalant (justification technique ou raison à l'appui) des lacunes techniques dans les données transmises selon l'exigence E2, chaque *responsable de l'équilibrage, propriétaire d'installation de production, responsable de l'approvisionnement, planificateur des ressources, propriétaire d'installation de transport* ou *fournisseur de service de transport* doit répondre au *coordonnateur de la planification* ou au *planificateur de réseau de transport* selon les modalités suivantes : [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon de temps : planification à long terme]
- 3.1.** Soumettre soit des données mises à jour, soit une explication technique justifiant le maintien des données existantes.
- 3.2.** Répondre dans les 90 jours civils suivants la réception de l'avis, à moins qu'un délai plus long soit accepté par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* d'où provient l'avis.
- M3.** Chaque entité visée ayant reçu selon l'exigence E3 un avis écrit de la part de son *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* signalant des lacunes techniques dans les données soumises selon l'exigence E2 doit fournir les pièces justificatives (par exemple des courriels ou des reçus postaux indiquant le destinataire et la date) attestant qu'elle a soumis à son *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* des données mises à jour ou une explication technique justifiant le maintien des données existantes dans les 90 jours civils suivants la réception de l'avis (ou dans le délai plus long accepté par le *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* d'où provient l'avis), ou une déclaration attestant qu'elle n'a pas reçu un avis écrit écrit concernant des lacunes techniques dans les données soumises.
- E4.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit mettre à la disposition de l'organisation de fiabilité électrique (ERO) ou de son représentant les modèles de sa zone de planification élaborés à partir des données qui lui ont été soumises selon l'exigence E2 afin de contribuer à l'élaboration de(s) cas de base pour l'échelle des *Interconnexions* qui inclut la zone du *coordonnateur de la planification*. [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification à long terme]
- M4.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit fournir les pièces justificatives (par exemple des courriels ou des reçus postaux indiquant le destinataire et la date) attestant qu'il a transmis, à la demande de l'organisation de fiabilité électrique (ERO) ou de son représentant, les modèles de sa zone de planification élaborés à partir des données qui lui ont été soumises selon l'exigence E2.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

Le terme « responsable de la surveillance de l'application des normes » désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

L'entité visée doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant la conformité aux exigences E1 à E4 ainsi qu'aux mesures M1 à M4 depuis le dernier audit, à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

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

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et soumis.

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

Les règles de procédure de la NERC comportent une liste des processus de surveillance et d'évaluation de la conformité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	Planification à long terme	Faible	Le coordonnateur de la planification et les planificateurs de réseau de transport ont établi des exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit et de procédures de déclaration, mais en omettant au plus 25 % des éléments spécifiés à l'exigence E1.	Le coordonnateur de la planification et les planificateurs de réseau de transport ont établi des exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit et de procédures de déclaration, mais en omettant plus de 25 % et au plus 50 % des éléments spécifiés à l'exigence E1.	Le coordonnateur de la planification et les planificateurs de réseau de transport ont établi des exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit et de procédures de déclaration, mais en omettant plus de 50 % et au plus 75 % des éléments spécifiés à l'exigence E1.	Le coordonnateur de la planification et les planificateurs de réseau de transport n'ont pas établi d'exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit ni de procédures de déclaration selon l'exigence E1 ; OU Le coordonnateur de la planification et les planificateurs de réseau de transport ont établi des exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit et de procédures de déclaration, mais en omettant plus de 75 % des éléments spécifiés à l'exigence E1.

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E2	Planification à long terme	Moyen	<p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais en omettant au plus 25 % des éléments spécifiés à l'annexe 1.</p>	<p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais en omettant plus de 25 % et au plus 50 % des éléments spécifiés à l'annexe 1.</p>	<p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais en omettant plus de 50 % et au plus 75 % des éléments spécifiés à l'annexe 1.</p>	<p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport n'a pas fourni de données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport ;</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le</p>

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			<p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais au plus 25 % des données n'étaient pas conformes aux indications de format, de</p>	<p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais plus de 25 % et au plus 50 % des données n'étaient pas conformes aux indications de format,</p>	<p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais plus de 50 % et au plus 75 % des données n'étaient pas conformes aux indications de format,</p>	<p>responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais en omettant plus de 75 % des éléments spécifiés à l'annexe 1 ;</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le</p>

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			<p>partageabilité, de degré de détail et de type de scénario.</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais avec un retard d'au plus 15</p>	<p>de partageabilité, de degré de détail et de type de scénario.</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais avec un retard de plus de 15</p>	<p>de partageabilité, de degré de détail et de type de scénario.</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais avec un retard de plus de 30</p>	<p>planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais plus de 75 % des données n'étaient pas conformes aux indications de format, de partageabilité, de degré de détail et de type de scénario ;</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le</p>

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			jours civils par rapport à la date spécifiée au calendrier prescrit par les exigences en matière de données et de procédures de déclaration.	jours civils et d'au plus 30 jours civils par rapport à la date spécifiée au calendrier prescrit par les exigences en matière de données et de procédures de déclaration.	jours civils et d'au plus 45 jours civils par rapport à la date spécifiée au calendrier prescrit par les exigences en matière de données et de procédures de déclaration.	<i>responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources ou le fournisseur de service de transport</i> a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses <i>coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport</i> , mais avec un retard de plus de 45 jours civils par rapport à la date spécifiée au calendrier prescrit par les exigences en matière de données et de procédures de déclaration.
E3	Planification à long terme	Faible	<i>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de</i>	<i>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de</i>	<i>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de</i>	<i>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de</i>

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			<p><i>l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport n'a pas répondu par écrit à son coordonnateur de la planification ou planificateur de réseau de transport selon les spécifications de l'exigence E4 dans un délai de 90 jours civils (ou un délai plus long accepté par le coordonnateur de la planification ou le planificateur de réseau de transport), mais a fourni la réponse dans un délai de 105 jours civils (ou avec au plus 15 jours civils de retard par rapport au délai plus long accepté par le coordonnateur de la</i></p>	<p><i>l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport n'a pas répondu par écrit à son coordonnateur de la planification ou planificateur de réseau de transport selon les spécifications de l'exigence E4 dans un délai de 90 jours civils (ou un délai plus long accepté par le coordonnateur de la planification ou le planificateur de réseau de transport), mais a fourni la réponse dans un délai de plus de 105 jours civils et d'au plus 120 jours civils (ou avec plus de 15 jours civils et au plus 30 jours civils de retard par rapport au</i></p>	<p><i>l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport n'a pas répondu par écrit à son coordonnateur de la planification ou planificateur de réseau de transport selon les spécifications de l'exigence E4 dans un délai de 90 jours civils (ou un délai plus long accepté par le coordonnateur de la planification ou le planificateur de réseau de transport), mais a fourni la réponse dans un délai de plus de 120 jours civils et d'au plus 135 jours civils (ou avec plus de 30 jours civils et au plus 45 jours civils de retard par rapport au</i></p>	<p><i>l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport n'a pas répondu par écrit à son coordonnateur de la planification ou planificateur de réseau de transport selon les spécifications de l'exigence E4 dans un délai de 135 jours civils (ou dans un délai plus long accepté par le coordonnateur de la planification ou le planificateur de réseau de transport).</i></p>

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			<i>planification ou le planificateur de réseau de transport).</i>	délai plus long accepté par le <i>coordonnateur de la planification ou le planificateur de réseau de transport).</i>	délai plus long accepté par le <i>coordonnateur de la planification ou le planificateur de réseau de transport).</i>	
E4	Planification à long terme	Moyen	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a mis à la disposition de l'ERO ou de son représentant les données exigées, mais au plus 25 % des données fournies ne respectaient pas le format spécifié par l'ERO ou son représentant.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a mis à la disposition de l'ERO ou de son représentant les données exigées, mais plus de 25 % et au plus 50 % des données fournies ne respectaient pas le format spécifié par l'ERO ou son représentant.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a mis à la disposition de l'ERO ou de son représentant les données exigées, mais plus de 50 % et au plus 75 % des données fournies ne respectaient pas le format spécifié par l'ERO ou son représentant.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a mis à la disposition de l'ERO ou de son représentant les données exigées, mais plus de 75 % des données fournies ne respectaient pas le format spécifié par l'ERO ou son représentant.

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

MOD-032-1 – ANNEXE 1 :

Exigences de déclaration des données

Le tableau ci-dessous indique l'information nécessaire pour modéliser correctement le réseau de transport interconnecté pour les horizons de planification du transport à court et à long terme. Les données doivent être partageables à l'échelle de l'Interconnexion pour appuyer l'utilisation des cas de base à l'échelle de l'Interconnexion. Le coordonnateur de la planification peut demander des données supplémentaires, y compris celles indiquées pour chaque élément du tableau ci-dessous. Pour chacune des données du tableau, les diverses entités fonctionnelles¹ chargées de la déclarer sont indiquées entre crochets. Les données déclarées doivent indiquer le numéro de jeu de barres, le nom ou l'identifiant attribué d'un commun accord par le PC, le TO ou le TP.

<p style="text-align: center;">Régime permanent</p> <p><i>(les items marqués d'un astérisque indiquent que les données sont variables selon l'état ou les conditions d'exploitation du réseau. Ces items peuvent avoir différentes données fournies pour des scénarios de modélisation différents.)</i></p>	<p style="text-align: center;">Régime dynamique</p> <p><i>(si un modèle créé par l'utilisateur est présenté au lieu d'un modèle générique ou de bibliothèque, il faut en indiquer les caractéristiques, y compris des schémas de principe, les valeurs et le nom de tous les paramètres du modèle et une liste de toutes les variables d'état.)</i></p>	<p style="text-align: center;">Régime de court-circuit</p>
<ol style="list-style-type: none"> 1. Chaque jeu de barres [TO] <ol style="list-style-type: none"> a. Tension nominale b. Région, zone et propriétaire 2. Demande globale² [LSE] <ol style="list-style-type: none"> a. Puissance active et puissance réactive* b. État de service* 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Groupe de production [GO et RP (ressources futures projetées seulement)] 2. Système d'excitation [GO et RP (ressources futures projetées seulement)] 3. Régulateur de vitesse [GO et RP (ressources futures projetées seulement)] 4. Stabilisateur de puissance [GO et RP (ressources futures projetées seulement)] 5. Demande [LSE] 6. Éoliennes [GO] 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Pour tous les éléments pertinents de la colonne « Régime permanent » : [GO, RP et TO] <ol style="list-style-type: none"> a. Valeurs de séquence directe b. Valeurs de séquence inverse c. Valeurs homopolaires 2. Données d'impédance mutuelle des lignes [TO] 3. Autre information jugée nécessaire pour la modélisation et demandée par

¹ Dans cette annexe, les entités fonctionnelles suivantes sont représentées par leurs acronymes respectifs : responsable de l'équilibrage (BA), propriétaire d'installation de production (GO), responsable de l'approvisionnement (LSE), coordonnateur de la planification (PC), planificateur des ressources (RP), propriétaire d'installation de transport (TO), planificateur de réseau de transport (TP) et fournisseur de service de transport (TSP).

² Dans le contexte de cet élément, la demande globale est la demande totale à chaque jeu de barres (rubrique 1) désigné par le propriétaire d'installation de transport comme un jeu de barres d'approvisionnement. C'est au responsable de l'approvisionnement qu'il revient de déclarer cette information, généralement en coordination avec le propriétaire d'installation de transport.

<p style="text-align: center;">Régime permanent</p> <p style="text-align: center;"><i>(les items marqués d'un astérisque indiquent que les données sont variables selon l'état ou les conditions d'exploitation du réseau. Ces items peuvent avoir différentes données fournies pour des scénarios de modélisation différents.)</i></p>	<p style="text-align: center;">Régime dynamique</p> <p style="text-align: center;"><i>(si un modèle créé par l'utilisateur est présenté au lieu d'un modèle générique ou de bibliothèque, il faut en indiquer les caractéristiques, y compris des schémas de principe, les valeurs et le nom de tous les paramètres du modèle et une liste de toutes les variables d'état.)</i></p>	<p style="text-align: center;">Régime de court-circuit</p>
<p>3. Groupes de production³ [GO et RP (ressources futures projetées seulement)]</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Capacité de puissance active – valeurs brutes maximale et minimale b. Capacité de puissance réactive – valeurs brutes maximale et minimale correspondant aux capacités de puissance active de la rubrique 3a ci-dessus c. Charge des services auxiliaires pour une configuration normale de centrale (déclarer les données de la même façon que pour la demande globale, rubrique 2 ci-dessus) d. Tension de barre régulée* et consigne de tension* (généralement déclarées par le TOP) e. Puissance de base de groupe f. Données de transformateur élévateur de groupe de production (mêmes données que pour la rubrique 6 ci-dessous) g. Type de production (hydraulique, éolienne, à combustible fossile, photovoltaïque, nucléaire, etc.) h. État de service* <p>4. Ligne de transport CA ou circuit [TO]</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Paramètres d'impédance (séquence directe) b. Susceptance (charge de ligne) c. Caractéristiques assignées (service normal et d'urgence)* d. État de service* <p>5. Système de transport CC [TO]</p>	<p>7. Systèmes photovoltaïques [GO]</p> <p>8. Compensateurs statiques et transport à courant alternatif flexible [GO, TO et LSE]</p> <p>9. Modèles de réseau à courant continu [TO]</p> <p>10. Autre information jugée nécessaire pour la modélisation et demandée par le <i>coordonnateur de la planification</i> ou le <i>planificateur de réseau de transport</i> [BA, GO, LSE, TO et TSP]</p>	<p>le <i>coordonnateur de la planification</i> ou le <i>planificateur de réseau de transport</i> [BA, GO, LSE, TO et TSP]</p>

³ Y compris les compensateurs synchrones et les centrales à accumulation par pompage.

<p style="text-align: center;">Régime permanent</p> <p style="text-align: center;"><i>(les items marqués d'un astérisque indiquent que les données sont variables selon l'état ou les conditions d'exploitation du réseau. Ces items peuvent avoir différentes données fournies pour des scénarios de modélisation différents.)</i></p>	<p style="text-align: center;">Régime dynamique</p> <p style="text-align: center;"><i>(si un modèle créé par l'utilisateur est présenté au lieu d'un modèle générique ou de bibliothèque, il faut en indiquer les caractéristiques, y compris des schémas de principe, les valeurs et le nom de tous les paramètres du modèle et une liste de toutes les variables d'état.)</i></p>	<p style="text-align: center;">Régime de court-circuit</p>
<p>6. Transformateur (de tension ou déphaseur) [TO]</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Tensions nominales des enroulements b. Impédance(s) c. Rapports de prise (tension ou déphasage)* d. Limites minimale et maximale de position de prise e. Nombre de positions de prise (changeur en charge et hors circuit) f. Barre régulée (pour transformateur-régulateur)* g. Caractéristiques assignées (service normal et d'urgence)* h. État de service* <p>7. Compensation de puissance réactive (condensateurs et inductances shunt) [TO]</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Admittance (Mvar) de chaque condensateur et inductance b. Limites de plage de tension régulée* (mode de compensation autre que fixe) c. Mode de compensation (fixe, à paliers, continu, etc.) d. Barre régulée* (mode de compensation autre que fixe) e. État de service* <p>8. Compensateurs statiques [TO]</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Limites de puissance réactive b. Consigne de tension* c. Shunt fixe ou commuté, le cas échéant d. État de service* <p>9. Autre information jugée nécessaire pour la modélisation et demandée par le <i>coordonnateur de la planification</i> ou le <i>planificateur de réseau de transport</i> [BA, GO, LSE, TO et TSP]</p>		

Principes directeurs d'application

Principes directeurs et fondements techniques

Aux fins du développement conjoint des exigences en matière de données et des procédures de déclaration des données en vue de l'élaboration des modèles en régime permanent, en régime dynamique et en régime de court-circuit selon l'exigence E1, si le *planificateur de réseau de transport* (TP) et le *coordonnateur de la planification* (PC) se mettent d'accord, le TP peut recueillir et regrouper, partiellement ou au complet, les données provenant des entités déclarantes, et le TP peut alors fournir ces données directement au (x) PC (s) au nom des entités déclarantes. Les entités déclarantes sont responsables de donner les données tant au TP qu'au PC, mais rien ne les empêche de s'entendre pour les soumettre seulement au TP s'il est entendu que celui-ci les retransmettra au PC. Toutefois, une telle entente ne libère pas l'entité déclarante de sa responsabilité en vertu de la norme, et ne transfère pas à l'entité qui regroupe et retransmet les données la responsabilité imposée à l'entité déclarante en vertu de la norme (en somme, rien n'empêche les parties de convenir de consolider ou d'agir comme un canal pour transmettre les données, et ceci est en fait encouragé dans certaines circonstances, mais l'exigence vise l'acte de soumettre les données). Notamment, le TP n'a nulle obligation de soumettre les données au PC. L'intention, en partie, est de répondre aux préoccupations potentielles de la part des entités qui craindraient d'être considérées comme responsables de la qualité, de la nature et de l'exhaustivité des données qu'elles transmettent pour le compte d'autres entités.

L'exigence E1.3 qui vise les directives de distribution ou d'affichage des exigences en matière de données et des procédures de déclaration peut être respectée de diverses manières, par exemple l'affichage sur un site Web, la distribution directe ou d'autres méthodes établies par le *coordonnateur de la planification* et chacun de ses *planificateurs de réseau de transport*.

Une entité tenue de soumettre des données en vertu de la présente norme et qui a besoin de déterminer le PC de la zone où il se trouve devrait initialement s'adresser au *propriétaire d'installation de transport* (TO) local afin de connaître le PC de ce dernier. Généralement, le PC est le même pour le TO local et pour les entités raccordées au réseau du TO. Si ce n'est pas le cas, le PC du TO local peut généralement fournir les coordonnées des autres PC de la zone. Si l'entité (par exemple, un *propriétaire d'installation de production* [GO]) demande le raccordement d'un nouveau groupe de production, elle peut déterminer quel est le PC de la zone au moment où la demande de raccordement de groupe de production est soumise. Souvent, le TO et le PC correspondent à la même entité ; sinon, le TO peut fournir l'information permettant de joindre le PC. L'entité devrait indiquer comme motif de sa demande au TO qu'elle a besoin de soumettre des données au PC en vertu de la présente norme. Rien dans la formulation proposée des exigences de la présente norme ne vise à nuire à la coordination entre des entités qui souhaiteraient désigner l'une d'entre elles comme simple intermédiaire pour soumettre au PC les données d'une ou de plusieurs d'entre elles. Il suffit que les entités en cause se mettent d'accord, par exemple le GO (ou une autre entité), le TP et le PC. Cela ne libère pas pour autant l'entité déclarante initiale de l'obligation qui lui est faite par la norme de soumettre des données, et l'obligation de conformité n'est pas transmise à l'entité suivante. L'entité déclarante initiale reste tenue de s'assurer que les données ont été soumises au PC selon les exigences de la norme.

Principes directeurs d'application

Le texte de la norme reconnaît que des différences existent entre les *Interconnexions*. Actuellement, les *Interconnexions* de l'Est, du Québec et du Texas élaborent des modèles saisonniers sur une base annuelle, tandis que l'*Interconnexion* de l'Ouest élabore des modèles de manière continue tout au long de l'année. La norme ne vise pas à remettre en question les processus et procédures établies dans chacune des *Interconnexions*, mais plutôt à créer un cadre permettant d'appuyer à la fois les pratiques déjà en place et celles qui pourraient être instaurées à l'avenir, et d'encadrer l'uniformisation de la collecte des données nécessaires à l'élaboration de (s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*.

Dans la situation antérieure à ces deux normes, il n'était pas indiqué explicitement à quelles entités fonctionnelles il incombait de soumettre telles ou telles données. L'annexe 1 précise désormais les entités chargées de déclarer les différentes données nécessaires pour l'élaboration de (s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*.

Justification :

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

Justification pour E1 :

Cette exigence regroupe les concepts des prescriptions en matière de données de la norme MOD-011-0, exigence E1 et de la norme MOD-013-0, exigence E1. Ces exigences originales spécifiaient les types de données de régime permanent et de régime dynamique nécessaires pour modéliser et analyser les conditions en régime permanent et le comportement ou la réponse dynamique dans chaque *Interconnexion*. Les exigences originales, cependant, ne s'étendaient pas à la collecte des données de court-circuit, également nécessaires pour les études de court-circuit. L'ajout des données de court-circuit répond aussi à la directive en instance du paragraphe 290 de l'Ordonnance 890 de la FERC.

Dans la rédaction d'une norme axée sur la performance portant sur les exigences en matière de données de modélisation et sur les procédures de déclaration de ces données, il n'était pas envisageable de tenir compte de tous les détails techniques associés à la préparation et à la déclaration des données de modélisation, puisque beaucoup de ces détails sont liés aux besoins de modélisation en constante évolution de l'industrie ainsi qu'à la terminologie des fournisseurs de logiciels et aux fonctionnalités de leurs produits.

Cette exigence désigne le *coordonnateur de la planification* et ses *planificateurs de réseau de transport* comme étant chargés d'établir conjointement les exigences en matière de données de modélisation et les procédures de déclaration afférentes qui s'appliqueront aux propriétaires de données dans la zone du *coordonnateur de la planification*. Les paragraphes 1155 et 1162 de l'Ordonnance 693 de la FERC stipulent aussi que la norme doit s'appliquer aux *coordonnateurs de la planification*. L'inclusion des *planificateurs de réseau de transport* dans la section Applicabilité vise à permettre aux *planificateurs de réseau de transport* de participer conjointement à l'établissement des exigences en matière de données et des procédures de déclaration.

Principes directeurs d'application

Cette exigence cadre également avec les recommandations de l'analyse du Sous-comité sur l'analyse et la modélisation du réseau (SAMS) de la NERC, intitulée *Proposed Improvements for NERC MOD Standards*, reproduite dans le dossier de référence de décembre 2012 du Comité de planification de la NERC, point 3.4, à partir de la page 99 du fichier (consultable [ici](#)) :

Outre les recommandations visant à renforcer et à améliorer les normes MOD-010 à MOD-015, l'analyse du SAMS comportait les suggestions d'amélioration suivantes :

- 1) réduire la quantité des normes MOD ;
- 2) ajouter des données de court-circuit comme une exigence aux normes MOD ; et
- 3) fourniture des données et des modèles :
 - a. ajouter une exigence identifiant qui déclare et qui reçoit les données ;
 - b. identifier l'acceptabilité ;
 - c. normaliser le format ;
 - d. comment traiter les nouvelles technologies (modèles créés par l'utilisateur en l'absence de modèle normalisé) ; et
 - e. statuer à propos du partage des données.
- 4) Ces recommandations sont mises en œuvre, premièrement, par la fusion des normes existantes en deux nouvelles normes, l'une pour la déclaration et le regroupement des données, et l'autre pour la validation des modèles de planification. L'ajout de l'exigence de déclaration des données de court-circuit est une autre amélioration par rapport aux normes existantes, qui répond au paragraphe 290 de l'Ordonnance 890 de la FERC. Par ailleurs, la nouvelle norme indique clairement quelles données sont requises et quelle entité fonctionnelle doit les déclarer.
- 5) L'exigence renvoie à une annexe qui énumère explicitement les entités qui doivent déclarer chaque type de données ainsi que les données à déclarer pour le régime permanent, le régime dynamique et le régime de court-circuit.
- 6) Enfin, la décision de combiner les exigences en matière de données de régime permanent, de régime dynamique et de régime de court-circuit en une seule exigence plutôt que d'en rédiger trois renforce l'accent mis sur l'exigence de déclaration de données en général.

Justification pour E2 :

Cette exigence répond au paragraphe 1155 de l'Ordonnance 693 de la FERC, qui stipule que « cette norme de fiabilité doit englober le *responsable de la planification*, puisque celui-ci constitue l'entité chargée de coordonner et d'intégrer les installations de transport et les plans de ressources, et qu'il fait partie des entités responsables de l'intégrité et de l'harmonisation des données. »

Justification pour E3 :

Pour qu'un certain degré d'exactitude dans la représentation d'un réseau électrique soit maintenu, les données déclarées doivent être correctes, vérifiées et mises à jour

Principes directeurs d'application

périodiquement. Les données utilisées pour les études de régime permanent, de régime dynamique et de régime de court-circuit peuvent changer, par exemple, avec l'ajout de nouvelles infrastructures de transport (en comparaison à l'information contenue dans les « tel que construit ») ou par suite de changements effectués en vue de la remise en service du réseau de transport après des événements météorologiques. Les données sur la charge sont sujettes à des changements plus fréquents, et il importe de les mettre à jour lorsque de nouvelles prévisions sont établies.

Cette exigence établit un mécanisme (absent dans les normes actuellement en vigueur) qui permet au *coordonnateur de la planification* et au *planificateur de réseau de transport* de recueillir des données corrigées auprès des entités qui les détiennent. Il s'agit en somme d'une boucle de rétroaction qui permet de corriger des lacunes techniques que le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* peut déceler dans les données, comme des doutes sur la pertinence des données ou simplement un format incorrect qui les rend les données inutilisables. Cette exigence établit aussi une contrainte de temps afin de limiter le délai de réponse.

Justification pour E4 :

Cette exigence remplacera les normes MOD-014 et MOD-015.

Cette exigence reconnaît les spécificités des différentes *Interconnexions* relativement au processus d'élaboration des modèles, et impose à chaque *coordonnateur de la planification* l'obligation de rendre disponibles les données de sa zone de planification.

L'exigence établit clairement que les *coordonnateurs de la planification* rendront disponibles les données qu'ils recueillent selon l'exigence E2 en support de leurs cas de base respectifs pour l'échelle de l'*Interconnexion*. Actuellement, diverses entités dans chaque *Interconnexion* élaborent de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* ; l'exigence de mettre les données à la disposition « de l'ERO ou de son représentant » met en place des conditions dans lesquelles la NERC, en collaboration avec ces autres entités et avec leur accord, peut désigner les entités appropriées dans chaque *Interconnexion* pour élaborer de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*. Ceci ne désigne pas un groupe ou un processus particulier pour l'élaboration de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*, mais stipule seulement que le *coordonnateur de la planification* doit rendre disponibles les données nécessaires à leur élaboration, dans l'esprit du document *Proposed Improvements to NERC MOD Standards* du SAMS, qui indique (à la page 3) que « les meilleures pratiques de l'industrie et les processus existants doivent être pris en compte dans l'élaboration des exigences, *puisque de nombreuses entités coordonnent déjà utilement leurs efforts.* » **(Enphase ajoutée)**

Cette exigence concerne seulement l'obligation du *coordonnateur de la planification* de fournir l'information permettant d'élaborer de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* ; elle ne concerne pas l'élaboration même de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*.

Par exemple, selon les pratiques actuelles, l'ERAG (Eastern Interconnection Reliability Assessment Group) élabore de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* de l'Est et de l'*Interconnexion* du Québec, le WECC (Western Electricity Coordinating Council) élabore de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* de l'Ouest, et l'ERCOT (Electric Reliability Council

Principes directeurs d'application

of Texas) élabore de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* ERCOT. Cette exigence ne vient pas remettre en cause cette situation ; en supposant que ces organisations continuent de s'entendre, l'ERAG, le WECC et l'ERCOT pourront être considérés comme les « représentants » de l'ERO pour chaque *Interconnexion* visée par cette exigence. De même, l'exigence ne s'oppose pas à des transferts de rôle ; le *coordonnateur de la planification* est tenu de mettre l'information à la disposition de l'ERO ou de toute entité avec laquelle l'ERO s'est entendue et qu'elle a désignée comme destinataire de cette information aux fins de l'élaboration l'élaboration de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	6 février 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Développée pour consolider et remplacer les normes MOD-010-0, MOD-011-0, MOD-012-0, MOD-013-1, MOD-014-0 et MOD-015-0.1.
1	1 ^{er} mai 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme MOD-032-1.	Voir le plan de mise en œuvre publié sur la page Web des normes de fiabilité pour connaître les dates d'entrée en vigueur des exigences.

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

A. Introduction

- 1. Titre :** Données pour la modélisation et l'analyse des réseaux électriques
- 2. Numéro :** MOD-032-1
- 3. Objet :** Aucune disposition particulière
- 4. Applicabilité :**
 - 4.1. Entités fonctionnelles**
Aucune disposition particulière
- 5. Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1.** Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2.** Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3.** Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x
- 6. Contexte :** Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

- 1. Processus de surveillance de la conformité**
 - 1.1. Responsable de la surveillance de l'application des normes**
La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.
 - 1.2. Conservation des pièces justificatives**
Aucune disposition particulière
 - 1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité**
Aucune disposition particulière
 - 1.4. Autres informations sur la conformité**
Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

MOD-032-1 – Annexe 1

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	xx mois 201x		Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Validation de modèle de réseau en régimes permanent et dynamique
2. **Numéro :** MOD-033-1
3. **Objet :** Établir des exigences de validation cohérentes afin de faciliter la collecte de données exactes et l'élaboration de modèles de planification en vue de l'analyse de la fiabilité du réseau de transport interconnecté.
4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles :

- 4.1.1. *Responsable de la planification et coordonnateur de la planification* (désignés ci-après par le terme « *coordonnateur de la planification* »)

Cette norme proposée combine les entités appelées « *responsable de la planification* » et « *coordonnateur de la planification* » dans la liste des entités fonctionnelles visées. Le terme « *coordonnateur de la planification* » est en usage dans le modèle fonctionnel de la NERC, tandis que dans le contexte des critères d'inscription on utilise le terme « *responsable de la planification* ». L'harmonisation entre les deux n'est pas encore faite ; entre-temps, la norme proposée s'applique tant au *responsable de la planification* qu'au *coordonnateur de la planification*.

- 4.1.2. *Coordonnateur de la fiabilité*

- 4.1.3. *Exploitant de réseau de transport*

5. Date d'entrée en vigueur :

La norme MOD-033-1 entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 36 mois après la date d'approbation de cette norme par un organisme gouvernemental pertinent, ou selon les exigences applicables à un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent. Si l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, la norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 36 mois après la date d'adoption de cette norme par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.

6. Contexte :

La norme MOD-033-1 existe en conjonction avec la norme MOD-032-1, toutes deux portant sur la modélisation de système et la validation. La norme de fiabilité MOD-032-1 est une consolidation et un remplacement des normes existantes MOD-010-0, MOD-011-0, MOD-012-0, MOD-013-1, MOD-014-0 et MOD-015-0.1; elle

encadre le processus par lequel les propriétaires de données visées doivent soumettre à leurs *planificateurs de réseau de transport* et *coordonnateurs de la planification* respectifs les données nécessaires à l'élaboration des cas de base selon leur *Interconnexion* et pour l'échelle des *Interconnexions*. La norme de fiabilité MOD-033-1 est nouvelle et elle énonce de nouvelles exigences, en vertu desquelles chaque *coordonnateur de la planification* doit mettre en œuvre un processus documenté permettant de valider les modèles dans sa zone de planification.

La transition et l'accent de responsabilité mis sur la fonction de *coordonnateur de la planification* dans ces deux normes découlent de plusieurs recommandations et directives de la FERC (d'inclure plusieurs directives restantes de l'Ordonnance 693 de la FERC), qui sont commentées plus en détail sous les rubriques « Justifications » des deux normes. Un des ensembles de recommandations les plus récents et les plus importants provient du Sous-comité sur l'analyse et la modélisation du réseau (SAMS) du Comité de planification de la NERC. Le SAMS propose plusieurs améliorations aux normes sur les données de modélisation, y compris la consolidation des normes existantes (l'analyse est reproduite dans le dossier de référence de décembre 2012 du Comité de planification de la NERC, point 3.4, à partir de la page 99 du fichier ci-après : http://www.nerc.com/comm/PC/Agendas%20Highlights%20and%20Minutes%20DL/2012/2012_Dec_PC%20Agenda.pdf).

L'accent de la validation dans cette norme ne porte pas sur les phénomènes pour l'échelle de l'*Interconnexion*, mais plutôt pour la portion de réseau existant du *coordonnateur de la planification*. Cette norme de fiabilité demande aux *coordonnateurs de la planification* de mettre en œuvre un processus documenté de validation des données pour la modélisation des écoulements de puissance et du comportement dynamique du réseau. Dans le cas du comportement dynamique, la cible des validations sont les événements considérés par le *coordonnateur de la planification* comme des événements locaux dynamiques. Un événement local dynamique pourrait inclure, par exemple, la mise en circuit d'une ligne de transport près d'une centrale électrique. Un événement local dynamique est une perturbation dans le réseau électrique qui entraîne un comportement transitoire mesurable, comme des oscillations. Ceci pourrait impliquer une zone restreinte du réseau ou une centrale électrique qui oscille par rapport au reste du réseau. Le reste du réseau ne devrait pas s'en trouver perturbé. Les oscillations qui touchent de grandes parties du réseau ne constituent pas des événements locaux. Toutefois, un événement local dynamique pourrait faire partie d'une perturbation de plus grande ampleur touchant de grandes étendues du réseau.

B. Exigences et Mesures

- E1. Chaque *coordonnateur de la planification* doit mettre en œuvre un processus documenté de validation des données comprenant les éléments suivants : [*Facteur de risque (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

- 1.1.** Une comparaison entre le comportement de la portion de réseau existant du *coordonnateur de la planification* dans un modèle d'écoulement de puissance de planification et le comportement réel du réseau, représenté par les données d'un estimateur d'état ou d'autres sources de données en temps réel, au moins une fois tous les 24 mois civils par simulation ;
 - 1.2.** Une comparaison entre le comportement de la portion de réseau existant du *coordonnateur de la planification* dans un modèle dynamique de planification et le comportement réel du réseau, par simulation d'un événement local dynamique, au moins tous les 24 mois civils (utiliser un événement local dynamique survenant dans les 24 mois civils suivant le dernier événement local dynamique utilisé pour comparaison, et effectuer la comparaison dans un délai de 24 mois civils suivant l'événement local dynamique). Si aucun événement local dynamique ne survient dans l'intervalle de 24 mois civils, utiliser l'événement local dynamique suivant à survenir ;
 - 1.3.** Les principes directeurs à appliquer par le *coordonnateur de la planification* pour déterminer les divergences de comportement inacceptables dans le cadre des parties 1.1 ou 1.2 ; et
 - 1.4.** Les principes directeurs à suivre pour corriger les divergences de comportement jugées inacceptables dans le cadre de la partie 1.3.
- M1.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a établi un processus documenté de validation conformément à l'exigence E1, ainsi qu'une pièce justificative attestant la mise en œuvre des éléments requis de ce processus.
- E2.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité et exploitant de réseau de transport* doit transmettre, dans un délai de 30 jours civils suivant une demande écrite, des données sur le comportement réel du réseau (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) à tout *coordonnateur de la planification* qui procède à une validation en vertu de l'exigence E1, par exemple des données d'estimateur d'état ou d'autres données en temps réel (y compris des enregistrements de données de perturbation) nécessaires pour la validation par comparaison avec le comportement réel du réseau. *[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]*
- M2.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité et exploitant de réseau de transport* doit détenir une pièce justificative (par exemple des courriels ou des reçus postaux indiquant le destinataire et la date) attestant qu'il a transmis les données demandées (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne dispose pas de telles données) à tout *coordonnateur de la planification* qui procède à une validation en vertu de l'exigence E1, dans un délai de 30 jours après en avoir reçu la demande écrite, conformément à l'exigence E2. S'il n'a pas reçu de demande de données de validation de la part d'un *coordonnateur de la planification*, le *coordonnateur de la fiabilité* ou l'*exploitant de réseau de transport* doit pouvoir présenter une déclaration écrite à cet égard.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

Le terme « responsable de la surveillance de l'application des normes » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

L'entité visée doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant la conformité aux exigences E1 et E2 ainsi qu'aux mesures M1 et M2 depuis le dernier audit, à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

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

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et soumis.

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

La section 3.0 de l'annexe 4C des règles de procédure de la NERC comporte une liste des processus de surveillance et d'évaluation de la conformité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E #	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	Planification à long terme	Moyen	<p>Le coordonnateur de la planification a documenté et mis en œuvre un processus de validation des données, mais en omettant un des quatre éléments requis à l'exigence E1.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la planification n'a pas effectué la simulation comme requis à la partie 1.1 dans un délai de 24 mois civils, mais il a effectué la simulation dans un délai de 28 mois civils.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la planification n'a pas effectué la simulation comme requis à la partie 1.2 dans un délai de</p>	<p>Le coordonnateur de la planification a documenté et mis en œuvre un processus de validation des données, mais en omettant deux des quatre éléments requis à l'exigence E1.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la planification n'a pas effectué la simulation comme requis à la partie 1.1 dans un délai de 24 mois civils, mais il a effectué la simulation dans un délai de plus de 28 mois civils et inférieur ou égal à 32 mois civils.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la planification n'a pas effectué la simulation comme requis à la partie</p>	<p>Le coordonnateur de la planification a documenté et mis en œuvre un processus de validation des données, mais en omettant trois des quatre éléments requis à l'exigence E1.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la planification n'a pas effectué la simulation comme requis à la partie 1.1 dans un délai de 24 mois civils, mais il a effectué la simulation dans un délai de plus de 32 mois civils et inférieur ou égal à 36 mois civils.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la planification n'a pas effectué la simulation</p>	<p>Le coordonnateur de la planification n'a pas établi de processus de validation, ou n'a documenté ou mis en œuvre aucun des quatre éléments requis à l'exigence E1.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la planification n'a pas validé sa partie du réseau dans le modèle d'écoulement de puissance comme requis à la partie 1.1 dans un délai de 36 mois civils.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la planification n'a pas effectué la simulation comme requis à la partie 1.2 dans un délai de 36 mois civils (ou après</p>

E #	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			24 mois civils (ou après l'événement local dynamique suivant si l'intervalle entre les événements dépasse la période de 24 mois), mais il a effectué la simulation dans un délai de 28 mois civils.	1.2 dans un délai de 24 mois civils (ou après l'événement local dynamique suivant si l'intervalle entre les événements dépasse la période de 24 mois), mais il a effectué la simulation dans un délai de plus de 28 mois civils et inférieur ou égal à 32 mois civils.	comme requis à la partie 1.2 dans un délai de 24 mois civils (ou après l'événement local dynamique suivant si l'intervalle entre les événements dépasse la période de 24 mois), mais il a effectué la simulation dans un délai de plus de 32 mois civils et inférieur ou égal à 36 mois civils.	l'événement local dynamique suivant si l'intervalle entre les événements dépasse la période de 24 mois).
E2	Planification à long terme	Faible	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ou l' <i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas transmis les données demandées sur le comportement réel du réseau (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) au <i>coordonnateur de la planification</i> demandeur, le, dans un délai de 30 jours civils	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ou l' <i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas transmis les données demandées sur le comportement réel du réseau (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) au <i>coordonnateur de la planification</i> demandeur, dans un délai de 30 jours civils	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ou l' <i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas transmis les données demandées sur le comportement réel du réseau (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) au <i>coordonnateur de la planification</i> demandeur, dans un	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ou l' <i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas transmis les données demandées sur le comportement réel du réseau (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) au <i>coordonnateur de la planification</i> demandeur, dans un

E #	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			suivant une demande écrite, mais il a transmis les données (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) dans un délai inférieur ou égal à 45 jours civils.	suivant une demande écrite, mais il a transmis les données (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) dans un délai supérieur à 45 jours civils, mais inférieur ou égal à 60 jours civils.	délai de 30 jours civils suivant une demande écrite, mais il a transmis les données (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) dans un délai supérieur à 60 jours civils, mais inférieur ou égal à 75 jours civils.	délai de 75 jours civils. OU Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ou l' <i>exploitant de réseau de transport</i> a transmis une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas les données demandées, alors qu'il détenait ces données.

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

Principes directeurs d'application

Principes directeurs et fondements techniques

Exigence E1 :

Cette exigence établit la nécessité de mettre en œuvre un processus de validation, mais sans préciser de méthode ou de procédure particulière au-delà d'un certain nombre d'éléments énoncés de façon générale. Pour de plus amples renseignements sur les procédures de validation suggérées, consulter le document *Procedures for Validation of Powerflow and Dynamics Cases* produit par le Groupe de travail sur la modélisation de la NERC.

Les détails du processus sont laissés à la discrétion du *coordonnateur de la planification*, mais celui-ci doit établir et incorporer à son processus des critères permettant de déterminer si les divergences entre le comportement prévu du réseau et son comportement réel sont acceptables ou non.

Pour la validation selon la partie 1.1, les données d'estimateur d'état ou les autres données en temps réel doivent correspondre le plus possible à la pointe du réseau. Cependant, d'autres clichés du réseau pourront être utilisés si le *coordonnateur de la planification* les juge plus appropriés. Bien que l'exigence prescrive un intervalle de 24 mois civils, un intervalle plus court est en fait souhaitable.

Dans le cadre de la comparaison prescrite à la partie 1.1, le *coordonnateur de la planification* peut prendre en compte, notamment, les éléments suivants :

1. la charge du réseau ;
2. la topologie et autres paramètres du réseau de transport ;
3. la tension aux principaux jeux de barres ; et
4. les transits dans les artères principales de transport.

La validation selon la partie 1.1 nécessiterait la prise en compte des facteurs de répartition et des facteurs de puissance de la charge (selon le cas) utilisés dans les modèles d'écoulement de puissance. Cette validation peut être faite à partir de données de charge mesurées directement, en l'absence de données d'estimateur d'état. La comparaison des facteurs de répartition de la charge et des facteurs de puissance du réseau doit être effectuée à l'échelle globale de l'entreprise ou à celle de la zone de l'écoulement de puissance à tout le moins ; elle peut aussi se faire, selon le jugement du *coordonnateur de la planification*, à l'échelle des jeux de barres ou de régions nécessitant une alimentation locale importante (par exemple dans la zone d'un *responsable de l'équilibrage*), ou dans des zones plus restreintes.

Pour la validation du modèle de comportement en régime dynamique selon la partie 1.2, l'étendue est limitée à la zone de planification du *coordonnateur de la planification* ; la comparaison doit porter sur les événements ou les phénomènes locaux, et non à l'échelle de l'*Interconnexion*.

Dans le cadre de la partie 1.2, la comparaison entre les simulations et les données réelles du réseau peut porter sur les événements suivants :

- oscillations de tension aux jeux de barres principaux ;
- fréquence du réseau (événements avec excursions en fréquence) ;

Principes directeurs d'application

- oscillations de puissance active et réactive pour les groupes de production et les lignes principales d'interconnexion.

Il n'est pas vraiment possible de prévoir quand peut survenir un événement local dynamique. À cause des complexités de l'analyse nécessaire pour la simulation, la partie 1.2 stipule que l'intervalle « au moins tous les 24 mois civils » entre les comparaisons s'applique en fait aux événements locaux dynamiques eux-mêmes, et qu'un délai de 24 mois est accordé après l'événement local dynamique retenu. Cet éclaircissement vise à éviter que le PC ne se retrouve dans une circonstance temporelle qui rendrait la conformité impossible. Si l'intervalle indiqué englobait le délai d'exécution de la comparaison, on pourrait avoir une situation où l'événement surviendrait 23 mois après la comparaison précédente, ce qui laisserait à peine un mois pour la comparaison ; et compte tenu du délai de 30 jours de l'exigence E2 pour la transmission par les TOP ou les RC des données sur le comportement réel du réseau (si elles sont nécessaires pour la comparaison), il serait potentiellement impossible de terminer la comparaison à l'intérieur du délai de 24 mois.

C'est pourquoi le texte de l'exigence précise que l'intervalle entre les événements locaux dynamiques utilisés pour les comparaisons est d'au plus 24 mois entre ceux-ci (sous réserve d'un intervalle plus long, comme il est indiqué à la fin de la partie 1.2, s'il s'écoule plus de 24 mois avant l'événement local dynamique suivant, la comparaison devant alors se faire avec le premier événement à survenir par la suite). Chaque comparaison doit être effectuée dans un délai de 24 mois suivant l'événement local dynamique retenu. Ainsi, le problème potentiel décrit plus haut dans le cas d'un événement local dynamique qui surviendrait après 23 mois est écarté. Par exemple, si un PC utilise pour comparaison un événement local dynamique qui survient le 1^{er} jour du 1^{er} mois, il dispose de 24 mois civils à partir de cet événement pour terminer la comparaison. Si l'événement local dynamique suivant choisi par le PC pour la comparaison survient au 23^e mois, le PC dispose de 24 mois à compter de ce deuxième événement pour effectuer la comparaison.

La partie 1.3 stipule que le PC doit intégrer à son processus documenté de validation des principes directeurs permettant de déterminer si les divergences entre les résultats de simulation et le comportement réel du réseau sont acceptables ou non. Le PC peut élaborer lui-même les principes directeurs ou directives prescrits aux parties 1.3 et 1.4, renvoyer à d'autres principes directeurs ou directives établis, ou les deux. Pour la comparaison avec le modèle d'écoulement de puissance, par exemple, le critère pourrait être un écart d'au plus 10 % ou 100 MW, selon la valeur la plus élevée, entre les transits sur les lignes à 500 kV ; différentes valeurs en pourcentage ou en MW pourraient être établies pour différents niveaux de tension. Ou encore, le critère de comparaison des tensions pourrait spécifier un écart d'au plus 1 %. L'important est que les principes directeurs intégrés au processus documenté de validation soient pertinents au réseau du *coordonnateur de la planification*. Pour ce qui est de la comparaison d'événements dynamiques, les principes directeurs peuvent être moins précis, mais la comparaison doit conclure à des résultats concordants. Par exemple, un principe directeur pourrait demander de tracer le résultat de la simulation sur le même graphique que le comportement réel du réseau, et de comparer visuellement les deux tracés afin d'établir leur degré de ressemblance. Ou encore, un principe directeur pourrait être un écart d'au plus 20 % entre le temps de montée du comportement transitoire dans la simulation par rapport à celui

Principes directeurs d'application

du comportement réel du réseau. Tout comme pour les critères de comparaison en écoulement de puissance, les critères de comparaison en régime dynamique doivent être pertinents au réseau du *coordonnateur de la planification*.

Les directives que le PC incorpore à son processus documenté de validation pour corriger les divergences selon la partie 1.4 pourraient prescrire une coordination directe avec le propriétaire des données et, si nécessaire, renvoyer à l'exigence E3 de la norme MOD-032-1 (la validation effectuée selon la partie 1.4 pourrait révéler des lacunes techniques dans les données). Autrement dit, bien que la présente norme porte sur la validation, les résultats de la validation peuvent révéler le besoin de corriger des données fournies en vertu de la norme sur les données de modélisation. Si un modèle générique ou comportant des données estimatives est utilisé pour un groupe de production et que le comportement du modèle ne correspond pas au comportement réel, il faut alors corriger les données estimatives ou demander au fournisseur des données un modèle plus détaillé.

Bien que la validation porte essentiellement sur la zone de planification du *coordonnateur de la planification*, le modèle utilisé doit couvrir une partie de l'*Interconnexion* plus étendue que la zone du *coordonnateur de la planification*. S'il est possible de faire correspondre les simulations au comportement réel du réseau au moyen de changements raisonnables aux données dans la zone du *coordonnateur de la planification*, ce dernier devrait apporter ces changements en coordination avec le fournisseur des données. Cependant, pour certaines perturbations, les données dans la zone du *coordonnateur de la planification* peuvent ne pas être la cause de la divergence entre les simulations et le comportement réel. Ces situations doivent être signalées à l'organisation de la fiabilité de l'électricité (ERO). Les directives intégrées par le *coordonnateur de la planification* à son processus documenté selon la partie 1.4 pourraient s'y appliquer.

Justification :

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

Justification pour E1 :

Au paragraphe 1210 de son Ordonnance 693, la FERC demande que soit formulée « une exigence de valider les modèles par comparaison au comportement réel du réseau ». La FERC ajoute au paragraphe 1211 que « les événements réels du réseau doivent être simulés et, si le résultat du modèle ne respecte pas la marge d'exactitude prescrite, il faut modifier le modèle de manière à obtenir l'exactitude nécessaire ». Le paragraphe 1220, de même, demande de valider les modèles de comportement en régime dynamique de réseau par comparaison au comportement réel du réseau. Au paragraphe 290 de son Ordonnance 890, la FERC stipule que « les modèles doivent être mis à jour et comparés à des événements réels ». L'exigence E1 répond à ces diverses prescriptions.

L'exigence E1 stipule que le *coordonnateur de la planification* doit mettre en œuvre un processus documenté afin de valider les données dans sa zone de planification pour les modèles d'écoulement de puissance et de comportement en régime dynamique par

Principes directeurs d'application

comparaison entre le comportement réel et le comportement prévu, ce qui va dans le sens des directives de la FERC. La validation de modèles pour l'échelle de l'*Interconnexion* est laissée à l'organisation de la fiabilité de l'électricité (ERO) ou à ses représentants, et ne tombe pas dans le champ d'application de la présente norme. Les éléments suivants ont été choisis pour l'exigence de validation :

- A. la comparaison entre le comportement du réseau existant dans un modèle de planification d'écoulement de puissance et le comportement réel du réseau ; et
- B. la comparaison entre le comportement du réseau existant dans un modèle de planification de comportement en régime dynamique et le comportement réel du réseau.

Ces validations permettront d'obtenir des modèles d'écoulement de puissance et de comportement en régime dynamique plus fidèles, d'où une meilleure corrélation entre les transits et les tensions du réseau calculés dans les études d'écoulement de puissance et les valeurs réelles observées par l'exploitant de réseau en cas de panne de courant. Des améliorations semblables sont à prévoir pour les études de régime dynamique, de telle sorte que leurs résultats correspondront plus étroitement aux réactions réelles du réseau électrique aux perturbations.

La validation des données de modélisation est une pratique souhaitable dans le secteur de l'électricité, mais cette activité ne se prête pas facilement au langage des exigences des normes de fiabilité. En outre, il serait difficile d'établir des indications quant aux seuils de perturbation à valider et quant à la manière de les déterminer. C'est pourquoi cette exigence consiste à demander au *coordonnateur de la planification* de procéder à la validation selon son propre processus, qui doit comprendre les parties 1.1 à 1.4, sans préciser aucunement la manière dont doit se faire la validation, nécessairement liée aux circonstances. Pour d'autres validations, mieux vaut procéder par lignes directrices plutôt que par les exigences d'une norme.

Justification pour E2 :

Le *coordonnateur de la planification* aura besoin de données sur le comportement réel du réseau afin d'effectuer les validations demandées à l'exigence E1. Le *coordonnateur de la fiabilité* ou l'*exploitant de réseau de transport* peut détenir ces données. L'exigence E2 demande donc au *coordonnateur de la fiabilité* et à l'*exploitant de réseau de transport* de fournir les données réelles du réseau, s'il détient de telles données, à tout *coordonnateur de la planification* qui en fait la demande aux fins de la validation d'un modèle selon l'exigence E1.

Cette exigence pourrait aussi s'étendre à l'information que le *coordonnateur de la fiabilité* ou l'*exploitant de réseau de transport* détient sur les lieux mêmes d'exploitation. Par exemple, si un synchrophaseur ou un oscillo-perturbographe présent dans une installation de production enregistre la perturbation, on considère normalement que le *coordonnateur de la fiabilité* ou l'*exploitant de réseau de transport* détient ces données.

Principes directeurs d'application

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	6 février 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Élaboration à titre de nouvelle norme portant sur la validation du réseau pour la mise en œuvre de dispositions en instance de l'Ordonnance 693 de la FERC et de recommandations de diverses autres sources.
1	1 ^{er} mai 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme MOD-033-1.	

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

A. Introduction

- 1. Titre :** Validation de modèle de réseau en régimes permanent et dynamique
- 2. Numéro :** MOD-033-1
- 3. Objet :** Aucune disposition particulière
- 4. Applicabilité :**
 - 4.1. Entités fonctionnelles**
Aucune disposition particulière
- 5. Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1.** Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2.** Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3.** Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x
- 6. Contexte :** Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

- 1. Processus de surveillance de la conformité**
 - 1.1. Responsable de la surveillance de l'application des normes**
La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.
 - 1.2. Conservation des pièces justificatives**
Aucune disposition particulière
 - 1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité**
Aucune disposition particulière
 - 1.4. Autres informations sur la conformité**
Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	xx mois 201x		Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Formation du personnel d'exploitation
2. **Numéro :** PER-005-2
3. **Objet :** Faire en sorte que le personnel qui effectue ou soutient l'exploitation en *temps réel* du système de production-transport d'électricité soit formé, au moyen d'une approche systématique.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 *Coordonnateur de la fiabilité*
 - 4.1.2 *Responsable de l'équilibrage*
 - 4.1.3 *Exploitant de réseau de transport*
 - 4.1.4 *Propriétaire d'installation de transport* qui dispose :
 - 4.1.4.1 de personnel, à l'exclusion des opérateurs de terrain, capable d'agir de manière autonome pour exploiter ou diriger l'exploitation en *temps réel* des installations du propriétaire d'installation de transport qui font partie du système de production-transport d'électricité.
 - 4.1.5 *Exploitant d'installation de production* qui dispose :
 - 4.1.5.1 de personnel de répartition travaillant dans un centre de répartition central, recevant des directives du *coordonnateur de la fiabilité*, du *responsable de l'équilibrage*, de l'*exploitant de réseau de transport* ou du *propriétaire d'installation de transport* associé à l'*exploitant d'installation de production*, et pouvant élaborer des instructions de répartition précises à l'intention du personnel d'exploitation de centrale sous son autorité. Ce personnel exclut le personnel d'exploitation travaillant dans une centrale de production, ainsi que le personnel d'un centre de répartition central qui ne fait que relayer les instructions de répartition sans les modifier.
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Cette norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après la date d'approbation de cette norme par un organisme gouvernemental pertinent, sauf dispositions contraires dans un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par une autorité compétente

Dans un territoire où l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, cette norme entrera en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après la date son adoption par le

Conseil d'administration de la NERC, sauf dispositions contraires dans ce territoire.

B. Exigences et Mesures

- E1.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau de transport* doit utiliser une approche systématique pour élaborer et mettre en œuvre un programme de formation à l'intention de ses *répartiteurs*, selon ce qui suit : [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : planification à long terme]
- 1.1.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau de transport* doit dresser une liste des tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (BES) en s'appuyant sur une méthodologie définie et documentée.
- 1.1.1.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau de transport* doit, chaque année civile, revoir et mettre à jour si nécessaire sa liste des tâches *temps réel* spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* établie selon l'exigence E1, alinéa E1.1.
- 1.2.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau de transport* doit concevoir et élaborer le matériel de formation selon son programme de formation, d'après la liste des tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES établie selon l'exigence E1, alinéa E1.1.
- 1.3.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau de transport* doit donner de la formation à ses *répartiteurs* selon son programme de formation.
- 1.4.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau de transport* doit, chaque année civile, procéder à une évaluation du programme de formation établi selon l'exigence E1 afin d'identifier tout changement nécessaire au programme de formation, et doit mettre en œuvre les changements identifiés.
- M1.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau de transport* doit avoir disponible pour examen les pièces justificatives attestant l'utilisation d'une approche systématique pour élaborer et mettre en œuvre un programme de formation pour ses *répartiteurs*, conformément à l'exigence E1.
- M1.1** Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau de transport* doit avoir disponible pour examen sa méthodologie et sa liste des tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES, avec la date du plus récent examen, conformément à l'exigence E1, alinéas E1.1 et E1.1.1.

- M1.2** Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau de transport* doit avoir disponible pour examen son matériel de formation élaboré conformément à l'exigence E1, alinéa E1.2.
- M1.3** Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau de transport* doit avoir disponible pour examen les dossiers de formation des *répartiteurs*, montrant le nom des personnes formées, le titre de la formation diffusée et les dates de la diffusion attestant que la formation a été diffusée conformément à l'exigence E1, alinéa E1.3.
- M1.4** Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau de transport* doit avoir disponible pour examen les pièces justificatives (comme des rapports d'observations d'un formateur, des commentaires de participant, des commentaires d'un supérieur hiérarchique, des évaluations de cours, des évaluations d'apprentissage, ou des résultats d'audits interne) attestant qu'il a procédé, chaque année civile, à l'évaluation du programme de formation conformément à l'exigence E1, alinéa E1.4.
- E2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit utiliser une approche systématique pour élaborer et mettre en œuvre un programme de formation à l'intention de son personnel désigné à l'alinéa 4.1.4.1 de la section Applicabilité de la présente norme, selon ce qui suit : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]
- 2.1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit dresser une liste des tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES en s'appuyant sur une méthodologie définie et documentée.
- 2.1.1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit, chaque année civile, réexaminer et mettre à jour si nécessaire sa liste des tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES établie selon l'alinéa E2.1.
- 2.2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit concevoir et élaborer le matériel de formation selon son programme de formation, d'après la liste des tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES établie selon l'exigence E2.1.
- 2.3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit donner la formation à son personnel désigné à l'alinéa 4.1.4.1 de la section Applicabilité, selon son programme de formation.
- 2.4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit, chaque année civile, procéder à une évaluation du programme de formation établi selon l'exigence E2 afin d'identifier tout changement nécessaire au programme de formation, et doit mettre en œuvre les changements identifiés.
- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit avoir disponible pour examen les pièces justificatives attestant l'utilisation d'une approche systématique pour élaborer

et mettre en œuvre un programme de formation pour son personnel visé, conformément à l'exigence E2.

- M2.1** Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit avoir disponible pour examen sa méthodologie et sa liste des tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES, avec la date du plus récent examen, conformément à l'exigence E2, alinéa E2.1.
- M2.2** Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit avoir disponible pour examen son matériel de formation élaboré conformément à l'exigence E2, alinéa E2.2.
- M2.3** Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit avoir disponible pour examen les dossiers de formation montrant le nom des personnes formées, le titre de la formation diffusée, et les dates de diffusion, attestant que la formation a été diffusée conformément l'exigence E2, alinéa E2.3.
- M2.4** Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit avoir disponible pour examen les pièces justificatives (comme des rapports d'observations d'un formateur, des commentaires de participant, des commentaires d'un supérieur hiérarchique, des évaluations de cours, des évaluations d'apprentissage ou des résultats d'audit interne) attestant qu'il a procédé, chaque année civile, à l'évaluation du programme de formation conformément à l'exigence E2, alinéa E2.4.
- E3.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, exploitant de réseau de transport* et *propriétaire d'installation de transport* doit vérifier au moins une fois les compétences de son personnel visé par les exigences E1 et E2 à effectuer chacune des tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES établie conformément à l'exigence E1, alinéas E1.1 ou E2.1. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]
- 3.1.** À l'intérieur de six mois suivants un ajout ou une modification d'une tâche *temps réel* spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES, chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, exploitant de réseau de transport* et *propriétaire d'installation de transport* doit vérifier les compétences de chacun de ses employés visés par l'exigence E1 ou E2 à exécuter la tâche *temps réel* spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES ajoutée ou modifiée et identifiée à l'exigence E1, alinea E1.1 ou l'exigence E2, alinéa E2.1.
- M3.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, exploitant de réseau de transport* et *propriétaire d'installation de transport* doit avoir disponibles pour examen les pièces justificatives attestant qu'il a vérifié la capacité d'exécution de chacun de ses employés visés par l'exigence E1 ou E2 pour chacune des tâches *temps réel* spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES de la liste établie conformément à l'exigence E1, alinéas E1.1 ou E2.1. Ces pièces justificatives peuvent être constituées de documents attestant la capacité d'exécuter les tâches *temps réel*

spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES, avec indication du nom de l'employé et de la date; de feuilles de contrôle du supérieur hiérarchique précisant le nom de l'employé, la date ainsi que les tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES effectuées; ou des résultats d'évaluation de l'apprentissage.

- M3.1** Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, exploitant de réseau de transport et propriétaire d'installation de transport* doit pouvoir produire des pièces justificatives attestant qu'il a vérifié la capacité des employés visés à exécuter les tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES nouvelles ou modifiées dans un délai de six mois après l'ajout ou la modification d'une tâche *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES.
- E4.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, exploitant de réseau de transport et propriétaire d'installation de transport* qui 1) a une autorité opérationnelle ou un contrôle sur des *installations* avec des *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion IROL*) établies ou 2) a établi des systèmes de protection ou des guides d'exploitation pour atténuer des dépassements de limites *IROL* doit donner à son personnel visé par l'exigence E1 ou E2 une formation sur l'exploitation en situation d'urgence en utilisant une technologie de simulation comme un simulateur, une technologie de virtualisation ou toute autre technologie qui reproduit le comportement opérationnel du *BES*. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]
- 4.1.** Tout *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, exploitant de réseau de transport ou propriétaire d'installation de transport* auquel ne s'appliquent pas initialement les critères de l'exigence E4 doit se conformer à cette exigence dans un délai de 12 mois à partir du moment où l'un ou l'autre de ces critères s'y applique.
- M4.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, exploitant de réseau de transport et propriétaire d'installation de transport* doit avoir disponibles pour examen les pièces justificatives les dossiers de formation attestant que le personnel visé par l'exigence E1 ou E2 ont suivi une formation faisant appel à une technologie de simulation, conformément à l'exigence E4.
- M4.1** Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, exploitant de réseau de transport et propriétaire d'installation de transport* doit avoir disponibles pour examen les pièces justificatives les dossiers de formation attestant que le personnel visé par l'exigence E1 ou E2 ont suivi, dans un délai de 12 mois à partir du moment où l'un ou l'autre des critères de l'exigence E4 s'applique à l'entité, une formation faisant appel à une technologie de simulation, conformément à cette exigence E4.
- E5.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau de transport* doit utiliser une approche systématique pour élaborer et mettre

en œuvre, à l'intention de son *personnel de soutien à l'exploitation* désigné, une formation sur l'effet de ses activités sur les tâches *temps réel* spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES dont il a établi la liste conformément à l'exigence E1, alinéa E1.1. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

5.1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau de transport* doit, chaque année civile, évaluer la formation établie à l'exigence E5 afin d'identifier les changements à la formation et d'y apporter des changements.

M5. Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau de transport* doit avoir disponibles pour examen les pièces justificatives attestant que son *personnel de soutien à l'exploitation* a complété la formation conformément à son approche systématique. Ces pièces justificatives peuvent être constituées de documents comme des dossiers de formation montrant que la formation a été réussie. La documentation doit préciser le nom de l'employé et la date de la formation.

M5.1 Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau de transport* doit avoir disponibles pour examen les pièces justificatives (comme des rapports d'observations d'un formateur, des commentaires des participants, des commentaires d'un supérieur hiérarchique, des évaluations de cours, des évaluations d'apprentissage, ou des résultats d'audit interne) attestant l'évaluation, chaque année civile, du programme de formation, conformément à l'exigence E5, alinéa E5.1.

E6. Chaque *exploitant d'installation de production* doit utiliser une approche systématique pour élaborer et mettre en œuvre une formation à l'intention de son personnel désigné à l'alinéa 4.1.5.1 de la section Applicabilité de la présente norme sur l'effet de ses activités sur l'exploitation fiable du BES en exploitation normale et en situation d'urgence. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

6.1. Chaque *exploitant d'installation de production* doit, chaque année civile, évaluer la formation établie à l'exigence E6 afin d'identifier et mettre en œuvre des changements à la formation.

M6. Chaque *exploitant d'installation de production* doit avoir disponibles pour examen les pièces justificatives attestant que son personnel désigné a suivi une formation conforme à son approche systématique. Ces pièces justificatives peuvent être constituées de documents comme des dossiers de formation montrant que la formation a été réussie. Le document doit préciser le nom de l'employé et la date de la formation.

M6.1 Chaque *exploitant d'installation de production* doit avoir disponibles pour examen les pièces justificatives (comme des rapports d'observations d'un formateur, des commentaires des participants, des commentaires d'un

supérieur hiérarchique, des évaluations de cours, des évaluations d'apprentissage, ou des résultats d'audit interne) attestant l'évaluation, chaque année civile, du programme de formation, conformément à l'exigence E6.1.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, exploitant de réseau de transport, propriétaire d'installation de transport et exploitant d'installation de production* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité pendant trois ans ou depuis le dernier audit de conformité, selon la plus longue de ces périodes, à moins que le responsable de la surveillance de l'application des normes lui ordonne de conserver certaines pièces justificatives pour une longue période, dans le cadre d'une enquête.

Si un *coordonnateur de la fiabilité, un responsable de l'équilibrage, un exploitant de réseau de transport, un propriétaire d'installation de transport ou un exploitant d'installation de production* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit jugé conforme.

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et présentés subséquemment.

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

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformités

Déclarations volontaires

Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E #	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification à long terme	Moyen	Aucun	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i>, le <i>responsable de l'équilibrage</i> ou l'<i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas revu ou mis à jour si nécessaire, chaque année civile, sa liste des tâches <i>temps réel</i> spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES. (1.1.1)</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i>, le <i>responsable de l'équilibrage</i> ou l'<i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas évalué, chaque année civile, son programme de formation afin d'identifier s'il est nécessaire d'y apporter des</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i>, le <i>responsable de l'équilibrage</i> ou l'<i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas utilisé une approche systématique pour élaborer et mettre en œuvre un programme de formation. (1)</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i>, le <i>responsable de l'équilibrage</i> ou l'<i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas conçu et élaborer de matériel de formation d'après la liste des tâches <i>temps réel</i> spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES. (1.2).</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i>, le <i>responsable de l'équilibrage</i> ou l'<i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas créé de liste des tâches <i>temps réel</i> spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES. (1.1)</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i>, le <i>responsable de l'équilibrage</i> ou l'<i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas donné la formation correspondant à la liste des tâches <i>temps réel</i> spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES. (1.3)</p>

E #	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				changements. (1.4) OU Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> , le <i>responsable de l'équilibrage</i> ou l' <i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas mis en œuvre les changements identifiés pour son ou ses programmes de formation. (1.4)		
E2	Planification à long terme	Moyen	Aucun	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas réexaminé ou mis à jour si nécessaire, chaque année civile, sa liste des tâches <i>temps réel</i> spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES. (2.1.1) OU Le <i>propriétaire</i>	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas utilisé une approche systématique pour élaborer et mettre en œuvre un programme de formation. (2) OU Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas élaboré de matériel de	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas élaboré de liste des tâches <i>temps réel</i> spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES. (2.1) OU Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas

E #	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				<p><i>d'installation de transport</i> n'a pas évalué, chaque année civile, son programme de formation afin de déterminer s'il est nécessaire d'y apporter des changements. (2.4)</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas mis en œuvre les changements identifiés pour son ou ses programmes de formation. (2.4)</p>	<p>formation d'après la liste des tâches <i>temps réel</i> spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES. (2.2)</p>	<p>donné de formation correspondant à la liste des tâches <i>temps réel</i> spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES. (2.3)</p>
E3	Planification à long terme	Élevé	Aucun	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité, le responsable de l'équilibrage, l'exploitant de réseau de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a vérifié les</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité, le responsable de l'équilibrage, l'exploitant de réseau de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a vérifié les</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité, le responsable de l'équilibrage, l'exploitant de réseau de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a vérifié les</p>

E #	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				<p>compétences d'au moins 90 %, mais de moins de 100 % de son personnel visé par l'exigence E1 ou E2 d'exécuter toutes les tâches <i>temps réel</i> spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES qui leur sont assignées. (3)</p>	<p>compétences d'au moins 70 %, mais de moins de 90 % de son personnel visé par l'exigence E1 ou E2 d'exécuter toutes les tâches <i>temps réel</i> spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES qui leur sont assignées. (3)</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i>, le <i>responsable de l'équilibrage</i>, l'<i>exploitant de réseau de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas vérifié les compétences de son personnel visé par l'exigence E1 ou E2 d'exécuter chaque tâche ajoutée ou</p>	<p>compétences de moins de 70 % de son personnel visé par l'exigence E1 ou E2 d'exécuter toutes les tâches <i>temps réel</i> spécifique à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES qui leur sont assignées. (3)</p>

E #	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
					modifiée dans la liste des tâches <i>temps réel</i> spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES dans un délai de six mois après l'ajout ou la modification. (3.1)	
E4	Planification à long terme	Moyen	Aucun	Aucun	Aucun	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> , le <i>responsable de l'équilibrage</i> , l' <i>exploitant de réseau de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> qui correspondent aux critères de l'exigence E4 n'a pas donné, à son personnel visé par l'exigence E1 ou E2, une formation sur l'exploitation en situation d'urgence au moyen d'une technologie de

E #	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						<p>simulation, comme un simulateur, une technologie de virtualisation ou toute autre technologie qui reproduit le comportement opérationnel du BES. (4)</p> <p>OU</p> <p><i>Le coordonnateur de la fiabilité, le responsable de l'équilibrage, l'exploitant de réseau de transport ou le propriétaire d'installation de transport n'a pas donné, à son personnel visé par l'exigence E1 ou E2, une formation sur l'exploitation en situation d'urgence au moyen d'une technologie de simulation, comme un</i></p>

E #	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						simulateur, une technologie de virtualisation ou toute autre technologie qui reproduit le comportement opérationnel du BES, dans un délai de 12 mois à partir du moment où l'entité répond à un des critères de l'exigence E4. (4.1)
E5	Planification à long terme	Moyen	Aucun	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> , le <i>responsable de l'équilibrage</i> ou l' <i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas évalué, chaque année civile, sa formation élaborée conformément à l'exigence E5. (5.1)	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> , le <i>responsable de l'équilibrage</i> ou l' <i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas élaboré de formation pour son <i>personnel de soutien à l'exploitation</i> . (5) OU Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> , le <i>responsable de l'équilibrage</i> ou	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> , le <i>responsable de l'équilibrage</i> ou l' <i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas mis en œuvre une formation pour son <i>personnel de soutien à l'exploitation</i> . (5)

E #	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
					l'exploitant de réseau de transport a élaboré une formation, mais sans utiliser une approche systématique. (5)	
E6	Planification à long terme	Moyen	Aucun	L'exploitant d'installation de production n'a pas évalué, chaque année civile, sa formation élaborée conformément à l'exigence E6. (6.1)	L'exploitant d'installation de production n'a pas élaboré de formation pour son personnel. (6) OU L'exploitant d'installation de production a élaboré une formation, mais sans utiliser une approche systématique. (6)	L'exploitant d'installation de production n'a pas mis en œuvre une formation pour son personnel désigné à l'exigence E6. (6)

Principes directeurs d'application

Principes directeurs et fondements techniques

Exigences E1 et E2 :

Toute approche systématique à la formation doit déterminer : 1) quelles sont les compétences et connaissances requises pour exécuter les tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES; 2) quelle formation est nécessaire pour acquérir ces compétences et connaissances; 3) si l'apprenant formé peut exécuter ces tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du BES de façon acceptable en contexte de formation ou de travail; et 4) si la formation produit effectivement les résultats souhaités, pour que l'on apporte les ajustements jugés nécessaires.

Référence 1 : Détermination des exigences d'exécution de la tâche

Cette référence vise à fournir des indications pour l'établissement d'une norme d'exécution qui décrit le résultat escompté d'une tâche donnée. Pour être acceptable, une norme d'exécution doit formuler des critères mesurables ou observables. Il est essentiel que la norme soit claire pour que l'employé sache quand il a terminé la tâche et pour qu'il ait la même compréhension que son superviseur quant à l'objectif de la tâche. Les normes d'exécution visent à répondre à des questions comme les suivantes :

Quel degré de rapidité la tâche exige-t-elle?

Ou

Quel degré de précision la tâche exige-t-elle?

Ou

Quel degré de qualité la tâche exige-t-elle?

Ou

Quelle est la réaction escomptée de la part du client?

Quand la norme d'exécution est quantifiable, le succès de l'exécution est plus facile à démontrer. Par exemple, dans l'énoncé de tâche suivant, l'exécution est réussie si la charge du réseau est ramenée à l'intérieur des limites d'exploitation normales (exprimées par des nombres faciles à vérifier).

En cas de dépassement d'une limite d'exploitation du réseau, exécuter la procédure appropriée aux circonstances de manière à atténuer la charge et à la ramener à l'intérieur des limites d'exploitation normales.

À défaut d'être quantifiable, le résultat d'une tâche peut être observable. L'exemple suivant présente des critères d'exécution de nature qualitative, dont on peut dire s'ils sont respectés ou non, mais sans nécessiter une observation numérique.

À partir d'une étiquette de transaction soumise pour programmation, s'assurer que tous les droits de transport sont attribués à l'étiquette selon le tarif de l'entreprise et conformément aux normes de la NERC et du NAESB.

Référence 2 : Approche systématique aux références de formation

Les hyperliens suivants renvoient à des sources d'information pour l'application d'une approche systématique à la formation dans le cadre de la norme de la NERC PER-005 :

1. DOE-HDBK-1078-94, *A Systematic Approach to Training*
<http://www.publicpower.org/files/PDFs/DOEHandbookTrainingProgramSystematicApproach.pdf>
2. DOE-HDBK-1074-95 (janvier 1995), *Alternative Systematic Approaches to Training*, U.S. Department of Energy, Washington, D.C. 20 585 FSC 6910
http://www.catagle.com/112-1/download_php-spec_DOE-HDBK-1074-95_003254_1.htm
3. ADDIE – 1975, Florida State University
http://www.nwlink.com/~donclark/history_isd/addie.html
4. Norme du DOE – *Table-Top Needs Analysis*, DOE-HDBK-1103-96
<http://energy.gov/sites/prod/files/2013/06/f2/hdbk1103.pdf>

Référence 3 : Thèmes de formation pour la certification des répartiteurs

Voir l'annexe A, « Recognized Operator Training Topics », dans le manuel du programme de certification des *répartiteurs* de la NERC.

http://www.nerc.com/pa/Train/SysOpCert/Documents/SOC_Program_Manual_February_2012_Final.pdf

Référence 4 : Définitions de la simulation et des simulateurs

Georgia Institute of Technology – Modeling & Simulation for Systems Engineering

http://www.pe.gatech.edu/conted/servlet/edu.gatech.conted.course.ViewCourseDetails?COURSE_ID=840

University of Central Florida – Institute for Simulation & Training

Qu'est-ce que la simulation? (ou Simulation 101)

Qu'est-ce que la modélisation?

Qu'est-ce que l'IST fait avec les simulations?

<http://www.ist.ucf.edu/overview.htm>

Justifications

Pendant l'élaboration de la présente norme, des boîtes de texte étaient intégrées à la norme pour expliquer la justification de diverses parties de la norme. Sur approbation du BOT, le texte des boîtes de texte a été déplacé à la présente section.

Justification pour « *répartiteur* » :

La définition du terme « *répartiteur* » dans le glossaire de la NERC a été modifiée par la suppression de l'« *exploitant d'installation de production* » (GOP) en réponse au Projet 2010-16.

Le terme « *répartiteur* » contient un autre terme défini dans le glossaire de la NERC, « *centre de contrôle* », qui a été approuvé par la FERC le 22 novembre 2013. L'inclusion des GOP dans la définition approuvée de « *centre de contrôle* » n'amène pas les GOP dans la définition de « *répartiteur* ». La définition de du terme « *répartiteur* » spécifie qu'il s'applique uniquement aux employés d'un *responsable de l'équilibrage (BA)*, d'un *exploitant de réseau de transport (TOP)* ou d'un *coordonnateur de la fiabilité (RC)*.

La modification de la définition de « *répartiteur* » ne touche pas d'autres normes; voir le document PER-005-2 « White Paper », qui met en relation le terme *répartiteur* avec d'autres normes de la NERC.

Justifications pour « *personnel de soutien à l'exploitation* » :

Le terme « *personnel de soutien à l'exploitation* » sert à désigner le personnel de soutien des *coordonnateurs de la fiabilité (RC)*, des *responsables de l'équilibrage (BA)* ou des *exploitants de réseau de transport (TOP)* désignés par la FERC dans son Ordonnance 693.

Justifications pour « *propriétaire d'installation de transport* » :

Il est nécessaire d'étendre l'applicabilité de la norme aux *propriétaires d'installation de transport (TO)* afin de répondre à la directive de la FERC qui demande à l'ERO de formuler des exigences formelles en matière de formation pour le personnel des centres de contrôle locaux de réseau de transport. À l'alinéa 62 de son Ordonnance 742, la FERC précise qu'elle considère que le personnel des centres de contrôle locaux « exerce un contrôle sur une partie importante du *réseau bulk* sous la supervision du personnel de l'*exploitant de réseau de transport* inscrit. Cette supervision peut prendre la forme de marches à suivre détaillées, et dans d'autres cas de *procédures d'exploitation* préétablies. Dans tous les cas, la commission a continué, les employés des centres de contrôle locaux doivent comprendre ce qu'on attend d'eux dans l'exécution de leurs fonctions afin qu'ils puissent agir efficacement et au moment opportun. Ainsi, le fait de ne pas appliquer au personnel des *centres de contrôle* locaux de réseau de transport les exigences de formation de la norme PER-005-1 constitue une lacune sur le plan de la fiabilité. » Voir aussi les alinéas 1343 et 1347 de l'Ordonnance 693 de la FERC.

Principes directeurs d'application

Justifications pour « exploitant d'installation de production » :

Il est nécessaire d'étendre l'applicabilité de la norme aux *exploitants d'installation de production (GOP)* qui ont du personnel de répartition en poste dans un centre de répartition central afin de répondre à la directive de la FERC qui demande à l'ERO de formuler des exigences particulières concernant l'étendue, le contenu et la durée de la formation de certains employés de GOP. À l'alinéa 1359 de son Ordonnance 693, la FERC explique que « bien qu'un exploitant d'installation de production reçoive habituellement des instructions d'un responsable de l'équilibrage, il est essentiel que son personnel d'exploitation ait une formation appropriée pour comprendre ces instructions, surtout dans une situation d'urgence où les instructions peuvent être succinctes et nécessiter une action immédiate. » L'Ordonnance 742 de la FERC explique aussi que la directive « s'applique aux employés d'exploitant d'installation de production en poste dans un centre de répartition central qui reçoivent des directives puis élaborent des instructions de répartition précises pour les opérateurs de centrale sous leur autorité. Les opérateurs en poste à la centrale même n'ont pas à être formés conformément à la norme PER-005-2. » Par suite de l'Ordonnance de la FERC, la section Applicabilité de la présente norme clarifie quels sont les employés de GOP qui sont visés par la norme.

Justifications pour changements à E2 :

Le personnel des *propriétaires d'installation de transport* en poste dans des centres de contrôle locaux de réseau de transport ont été ajoutées aux exigences E2, E3 et E4 de la norme PER-005-2. La raison de l'ajout est pour répondre aux directives des Ordonnances 693 et 742 de la FERC qui demandent d'inclure les opérateurs des centres de contrôle locaux de réseau de transport.

Justifications pour E3 :

Cette exigence a été reprise de la version précédente, avec l'ajout des *propriétaires d'installation de transport*. Elle donne à l'entité l'occasion de créer un point de référence pour l'évaluation des besoins en formation dans le cadre d'une approche systématique.

Justifications pour changements à E4 :

Cette exigence impose des technologies de formation particulières. Elle n'exige pas une formation sur les *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (limites IROL). La norme permet aux entités qui obtiennent l'autorité opérationnelle ou un contrôle sur des installations avec des limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (limites IROL) ou qui établissent des systèmes de protection ou des guides d'exploitation d'atténuer des dépassements de limites d'exploitation à l'intérieur un délai de 12 mois pour se conformer à l'exigence E4 afin de donner à ces entités le temps d'acquérir la technologie de simulation.

L'exigence d'un minimum de 32 heures de formation sur les mesures d'urgence a été retirée puisque l'établissement du nombre d'heures relève désormais de la phase d'analyse de l'approche systématique prescrite aux exigences E1 et E2 et que le nombre d'heures est à préciser dans le volet formation continue du programme de formation. Toute spécification additionnelle de nombre d'heures risquerait d'être redondante par rapport au programme de

Principes directeurs d'application

formation du personnel. L'exigence E4.1 répond à la directive de la FERC qui demande un plan de mise en œuvre de la technologie de simulation.

Justifications pour E5 :

Il s'agit d'une nouvelle exigence qui vise le *personnel de soutien à l'exploitation*. Dans son Ordonnance 742, la FERC indique que dans la norme de fiabilité PER-005-1, la NERC n'a pas satisfait à la directive de l'Ordonnance 693 de la FERC d'étendre les exigences de formation au personnel de planification et de soutien à l'exploitation qui effectue la planification et l'évaluation des retraits et qui élabore des *limites d'exploitation du réseau (SOL)*, des *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* ou des abaques d'exploitation en *temps réel*. Cette exigence fait également appel à l'approche systématique déjà prescrite à l'exigence E1. L'entité peut sélectionner, dans la liste créée conformément à l'exigence E1, ses tâches *temps réel* spécifiques à l'entreprise en lien avec la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* qui concernent le *personnel de soutien à l'exploitation*.

Justification pour E6 :

Cette exigence demande de former certains employés de répartition de *l'exploitant d'installation de production (GOP)* sur l'effet que leur travail peut avoir sur la fiabilité du BES en exploitation normale et pendant des mesures d'urgence. Cette exigence impose l'adoption d'une approche systématique qui permet à chaque entité d'adapter la formation aux besoins de son organisation.

Il s'agit d'une nouvelle exigence applicable à certains GOP selon les indications de la section « Applicabilité ». Dans son Ordonnance 742, la FERC indique que dans la norme de fiabilité PER-005-1, la NERC n'a pas satisfait à la directive de l'Ordonnance 693 de la FERC d'étendre les exigences de formation aux employés de GOP qui travaillent dans un centre de répartition central et dont les actions ont un impact direct sur la fiabilité du BES. La FERC reconnaît que la formation n'a pas à être aussi poussée pour les GOP que pour les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage*. La FERC indique aussi que la méthodologie de l'approche systématique à la formation est suffisamment flexible pour prendre appui sur des programmes de formation existants, les contenus de formation existants étant validés et complétés si nécessaire selon des méthodes systématiques.

Principes directeurs d'application

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	10 février 2009	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	
1	18 novembre 2010	Approbation par la FERC	
1	26 août 2013	Mise à jour des VSL d'après l'approbation du 24 juin 2013	
2	2 juin 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	
2	19 juin 2014	Approbation par la FERC	

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

A. Introduction

1. **Titre :** Formation du personnel d'exploitation
2. **Numéro :** PER-005-2
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
Aucune disposition particulière
5. **Date d'entrée en vigueur au Québec :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**
 - 1.1. **Responsable de la surveillance de l'application des normes**

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de l'application de la norme de fiabilité et de son annexe qu'elle adopte.
 - 1.2. **Conservation des pièces justificatives**

Aucune disposition particulière
 - 1.3. **Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité**

Aucune disposition particulière
 - 1.4. **Autres informations sur la conformité**

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Principes directeurs d'application

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	Xx mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

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

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

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

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

B. Exigences

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

Le PSMP doit :

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

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

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

E2. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui utilise des intervalles d'entretien basés sur la performance dans son PSMP doit suivre les procédures établies l'annexe A de la norme PRC-005 pour établir et maintenir ses intervalles d'entretien basés sur la performance. [*Facteur de risque de la non-conformité : moyen*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

E3. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui utilise un ou des programme(s) d'entretien basés sur le temps doit entretenir les composants de son *système de protection* qui sont inclus dans le programme d'entretien basé sur le temps conformément aux activités d'entretien minimales et aux intervalles d'entretien maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, Tableau 2 et Tableau 3. [*Facteur de risque de la non-conformité : élevé*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

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

E4. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui utilise un programme d'entretien basé sur la performance conformément à l'exigence E2 doit mettre en œuvre et assurer le suivi de son PSMP pour ses composants de *système de protection* qui sont inclus dans le programme d'entretien basé sur la performance. [*Facteur de risque de la non-conformité : élevé*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

E5. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit démontrer ses efforts pour corriger les problèmes d'entretien identifiés non résolus. [*Facteur de risque de la non-conformité : moyen*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

C. Mesures

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

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

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

M2. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui utilise des intervalles d'entretien basés sur la performance doit avoir des pièces justificatives attestant que son ou ses programmes courants d'entretien basés sur la performance sont conformes à l'exigence E2, comprenant notamment des listes des composants, des dossiers d'entretien datés, et des dossiers d'analyse et des résultats datés.

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

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

Entité régionale

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

Audit de conformité
Déclaration sur la conformité
Contrôle ponctuel
Enquête de conformité
Déclaration volontaire
Plainte

1.3. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives suivantes identifient la période de temps pendant laquelle une entité est tenue de conserver des pièces justificatives spécifiques pour démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives spécifiée ci-dessous est plus courte que le temps écoulé depuis le

dernier audit, le responsable de la surveillance de la mise en application des normes peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives pour montrer qu'elle était conforme pendant la période de temps complète écoulée depuis le dernier audit.

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

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

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

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et soumis.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

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

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

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

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

E. Différences régionales

Aucune

F. Document de référence supplémentaire

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

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

Historique des versions

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

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

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

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

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

Tableau 1-1

Type de composant – Relais de protection

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

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

Tableau 1-2 Type de composant – Systèmes de communication À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
Tout système de communication non surveillé nécessaire au bon fonctionnement des fonctions de protection, et n'ayant pas tous les attributs de surveillance d'une des catégories ci-dessous.	4 mois civils	Vérifier que le système de communication est fonctionnel.
	6 années civiles	Vérifier que le système de communication respecte les critères de performance pertinents à la technologie de communication utilisée (Ex.niveau de signal, puissance réfléchi, taux d'erreur de données). Vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du système de communication qui sont essentielles au fonctionnement adéquat du <i>système de protection</i> .
Tout système de communication avec surveillance continue ou essais périodiques automatisés de la présence de la fonction de canal, et avec alarme de perte de fonction (voir le tableau 2).	12 années civiles	Vérifier que le système de communication respecte les critères de performance pertinents à la technologie de communication utilisée (Ex.niveau de signal, puissance réfléchi, taux d'erreur de données). Vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du système de communication qui sont essentielles au fonctionnement adéquat du <i>système de protection</i> .
Tout système de communication ayant tous les attributs suivants : <ul style="list-style-type: none"> • Surveillance continue ou essais périodiques automatisés de la performance du canal en utilisant les critères pertinents à la technologie de communication utilisée (Ex.niveau de signal, puissance réfléchi ou taux d'erreur de données, et alarme de dégradation excessive de la performance). (voir le tableau 2) • Certaines ou toutes les entrées binaires ou d'état et les sorties de commande sont surveillées par un processus qui démontre continuellement l'habileté à fonctionner tel que conçu, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2). 	12 années civiles	Vérifier seulement les entrées et les sorties non surveillées du système de communication qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>système de protection</i> .

Tableau 1-3

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

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

Tableau 1-4 (a)

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

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

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

Tableau 1-4 (a)

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

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

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

Tableau 1-4 (b)

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

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

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

Tableau 1-4 (b)

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

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

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

Tableau 1-4 (c)

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

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

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

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

Tableau 1-4 (c)

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

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

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

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

Tableau 1-4 (d)

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

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

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

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

Tableau 1-4 (e)

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

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

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

Tableau 1-5

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

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

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

Attributs de composants	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
Bobines de déclenchement ou actionneurs de disjoncteurs, d'appareils de coupure ou de dispositifs d'atténuation (sans égard à la surveillance des circuits de contrôle).	6 années civiles	Vérifier que chaque bobine de déclenchement est capable d'actionner le disjoncteur, l'appareil de coupure ou le dispositif d'atténuation.
Dispositifs de verrouillage électromécanique situés directement dans le trajet du circuit de déclenchement entre le relais de protection et la bobine de déclenchement de l'appareil de coupure (sans égard à la surveillance des circuits de contrôle).	6 années civiles	Vérifier le fonctionnement électrique des dispositifs de verrouillage électromécanique.
Circuits de contrôle non surveillés associés à un SPS.	12 années civiles	Vérifier tous les trajets de circuit de contrôle qui sont essentiels au fonctionnement adéquat du SPS.
Circuits de contrôle non surveillés associés à des fonctions de protection, y compris tous les relais auxiliaires.	12 années civiles	Vérifier tous les trajets des circuits de déclenchement, y compris tous les relais auxiliaires, jusqu'aux bobines de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure.
Circuits de contrôle associés à des fonctions de protection et/ou à des SPS dont l'intégrité est surveillée et avec alarme (voir le tableau 2).	Aucun entretien périodique spécifié	Aucune.

Tableau 2 — Trajets d’alarme et surveillance

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

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

Tableau 3

Activités et intervalles d'entretien pour les systèmes de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) répartis

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

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

Tableau 3

Activités et intervalles d'entretien pour les systèmes de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) répartis

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
déclenchement de dispositifs de coupure non BES).		
Bobines de déclenchement de dispositifs de coupure non BES de systèmes de systèmes UFLS ou UVLS.	Aucun entretien périodique spécifié	Aucune.

PRC-005 — Annexe A

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

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

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

1. Dresser une liste avec une description des composants inclus dans chaque segment désigné de la population de composants de *système de protection*, avec une population minimale de 60 composants par segment.
2. Effectuer l'entretien des composants de chaque segment selon les intervalles de temps maximaux admissibles établis aux tableaux 1-1 à 1-5 et au tableau 3, jusqu'à obtenir des résultats d'activité d'entretien pour un minimum de 30 composants individuels du segment.
3. Documenter les activités et les résultats du programme d'entretien pour chaque segment, incluant les dates d'entretien et les événements dénombrables pour chaque composant inclus dans le segment.
4. Analyser les activités et les résultats du programme d'entretien pour chaque segment afin de déterminer la performance globale du segment et d'établir des intervalles d'entretien.
5. Déterminer l'intervalle d'entretien maximal admissible pour chaque segment de telle manière que le segment subisse des événements dénombrables pour au plus 4 % des composants du segment, selon la plus élevée des valeurs suivantes : soit les 30 derniers composants touchés par les activités d'entretien, soit tous les composants touchés par les activités d'entretien au cours de l'année précédente.

Segment – *Systèmes de protection ou composants répondant à une norme de conception uniforme ou correspondant à un modèle ou à un type particulier d'un même fabricant, qui ont normalement d'autres facteurs communs. Une performance uniforme est attendue pour toute la population d'un segment. Un segment doit comporter au moins soixante (60) composants individuels.*

Événement dénombrable – *Une défaillance d'un composant nécessitant sa réparation ou son remplacement, toute condition constatée au cours des activités d'entretien des tableaux 1-1 à 1-5 et du tableau 3 qui requière une action corrective, ou tout fonctionnement incorrect attribué à une défaillance matérielle ou d'étalonnage. Les fonctionnements incorrects attribuables à des erreurs de conception de produit, à des erreurs de logiciel, à des réglages de relais différents des réglages spécifiés, à des erreurs de configuration de composants des systèmes de protection ou à des erreurs d'application de système de protection ne sont pas considérés comme des événements dénombrables.*

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

1. Au moins annuellement, mettre à jour la liste des composants et des segments de *système de protection* et/ou leur description si des changements surviennent dans le segment.
2. Effectuer l'entretien selon la plus élevée des valeurs suivantes : soit sur 5 % des composants (visés par le PSMP basé sur la performance) dans chaque segment, soit sur trois composants individuels du segment à chaque année.
3. Pour l'année précédente, analyser les activités et les résultats du programme d'entretien pour chaque segment afin de déterminer la performance globale du segment.
4. À partir des données de l'année précédente, déterminer l'intervalle d'entretien maximal admissible pour chaque segment de telle manière que le segment subisse des événements dénombrables pour au plus 4 % des composants du segment, selon la plus élevée des valeurs suivantes : soit les 30 derniers composants touchés par les activités d'entretien, soit tous les composants touchés par les activités d'entretien au cours de l'année précédente.
5. Si les composants d'un segment de *système de protection* entretenu selon un PSMP basé sur la performance subissent 4 % ou plus d'événements dénombrables, établir, documenter et mettre en œuvre un plan d'action visant à ramener le taux d'événements dénombrables à moins de 4 % de la population du segment à l'intérieur de trois ans.

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

A. Introduction

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

Aucune disposition particulière
 - 4.2. **Installations**
 - 4.2.1. *Systèmes de protection* qui sont installés dans le but de détecter des *défauts* sur les éléments du *réseau « Bulk »* (BPS) (lignes, barres, transformateurs, etc.).
 - 4.2.2. *Systèmes de protection* utilisés pour les systèmes de délestage de charge en sous-fréquence.
 - 4.2.3. *Systèmes de protection* utilisés pour les systèmes de délestage de charge en sous-tension installés pour prévenir l'effondrement ou l'instabilité de la tension du réseau pour la fiabilité du BPS.
 - 4.2.4. *Systèmes de protection* installés comme *automatismes de réseau* (SPS) pour la fiabilité du BPS.
 - 4.2.5. *Systèmes de protection d'installations* de production qui font partie du BPS, incluant :
 - 4.2.5.1. Aucune disposition particulière.
 - 4.2.5.2. Systèmes de protection de transformateurs élévateurs de groupes de production qui font partie du BPS.
 - 4.2.5.3. Systèmes de protection de transformateurs reliant une production combinée, là où la production combinée fait partie du BPS (par exemple, des transformateurs reliant des installations comme des parcs éoliens au BPS).
 - 4.2.5.4. Systèmes de protection de services auxiliaires ou de transformateurs d'excitation raccordés aux barres de groupes de production qui font partie du BPS, qui agissent pour déclencher le groupe de production soit directement, soit par des relais de verrouillage ou des relais de déclenchement auxiliaires.
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

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

Aucune disposition particulière

1.3. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Document de référence supplémentaire

Aucune disposition particulière

Tableau 1-1 à Tableau 1-5

Aucune disposition particulière

Tableau 2

Aucune disposition particulière

Tableau 3

Aucune disposition particulière

Annexe A

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx-mois, 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Délestage de charge en sous-fréquence automatique
2. **Numéro :** PRC-006-NPCC-1
3. **Objet :** Établir une norme de fiabilité régionale visant à assurer l'élaboration d'un programme efficace de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) automatique dans le but de préserver la sécurité et l'intégrité du système de production-transport d'électricité pendant les événements de chute de fréquence du réseau et qui est coordonnée avec les caractéristiques de la norme de fiabilité de la NERC relative au UFLS.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. *Propriétaire d'installation de production*
 - 4.2. *Coordonnateur de la planification*
 - 4.3. *Distributeur*
 - 4.4. *Propriétaire d'installation de transport*
5. **Date d'entrée en vigueur :** Pour l'*Interconnexion* de l'Est et l'*Interconnexion* du Québec du NPCC, à l'exception de la zone du *coordonnateur de la planification* de l'« Independent Electricity System Operator » (IESO) en Ontario (Canada) :

Les exigences E1, E2, E3, E4, E5, E6 et E7 entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après l'approbation réglementaire applicable, mais pas avant le 1^{er} janvier 2016. Les exigences E8 à E23 entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après les approbations gouvernementales et réglementaires applicables.

Pour la zone de *coordonnateur de la planification* de l'« Independent Electricity System Operator » (IESO) en Ontario (Canada) :

Toutes les exigences entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après les approbations gouvernementales et réglementaires applicables, mais pas avant le 1^{er} avril 2017.

B. Exigences

- E1** Chaque *coordonnateur de la planification* doit établir des exigences à l'intention des entités qui regroupent leurs programmes de UFLS pour chaque îlot prévu ainsi que des exigences de délestage de charge compensatoire selon les critères d'îlotage (prescrits par la norme PRC de la NERC relative au UFLS). [Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

- E2** Dans les 30 jours suivant la réalisation des études de réseau prescrites par la norme PRC de la NERC relative au UFLS, chaque *coordonnateur de la planification* doit indiquer à l'*entité régionale* les installations de production de sa zone de *coordonnateur de la planification* qui sont nécessaires pour appuyer les caractéristiques de performance du programme de UFLS. [Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]
- E3** Chaque *coordonnateur de la planification* doit fournir au *propriétaire d'installation de transport*, au *distributeur* et au *propriétaire d'installation de production*, dans les 30 jours suivant la réception d'une demande écrite, les exigences établies conformément à l'exigence E1 à l'intention des entités qui regroupent leurs programmes de UFLS ainsi que celles relatives au programme de délestage de charge compensatoire qui découlent des études de réseau menées par chaque *coordonnateur de la planification*. [Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]
- E4** Chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d'installation de transport* du NPCC dans l'*Interconnexion* de l'Est doit mettre en œuvre un programme de UFLS automatique qui reflète les conditions normales d'exploitation (à l'exclusion des pannes) pour ses *installations* en tenant compte des seuils de fréquence, du délai de déclenchement nominal total et des valeurs indiqués aux tableaux 1 à 3 de l'annexe C, ou doit mettre en œuvre collectivement, d'un commun accord avec un ou plusieurs *distributeurs* et *propriétaires d'installation de transport* au sein du même îlot prévu à l'exigence E1, et en agissant solidairement, un programme de UFLS automatique global qui déleste leurs pointes de *charge* nette globales simultanées en tenant compte des seuils de fréquence, du délai de déclenchement nominal total et des valeurs indiqués aux tableaux 1 à 3 de l'annexe C.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]
- E5** Chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d'installation de transport* qui doit armer sa charge pour qu'elle se déclenche en cas de sous-fréquence afin de remplir ses obligations stipulées aux présentes, et qui, ce faisant, dépasse les tolérances ou s'écarte du nombre de stades et des consignes de fréquence du programme de UFLS indiqués aux tableaux cités à l'exigence E4 ci-dessus (le cas échéant, selon sa pointe de *charge* nette totale) doit : [Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

- 5.1 informer son *coordonnateur de la planification* de la nécessité de dépasser les tolérances énoncées ou le nombre de stades indiqués au tableau 1 de l'annexe C, le cas échéant ; et
- 5.2 remettre à son *coordonnateur de la planification* une étude technique qui démontre que les écarts proposés par le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* par rapport aux valeurs du tableau 1 de l'annexe C n'auront pas d'impact négatif important sur le système de production-transport d'électricité ; et
- 5.3 informer son *coordonnateur de la planification* de la nécessité de dépasser les tolérances énoncées au tableau 2 ou 3 de l'annexe C, et dans le cas du tableau 2 de l'annexe C seulement, de la nécessité de ne pas avoir à assurer deux stades de UFLS, le cas échéant ; et
- 5.4 remettre à son *coordonnateur de la planification* une analyse démontrant qu'il n'existe aucune autre solution de délestage de charge qui permettrait au *distributeur* ou au *propriétaire d'installation de transport* de se conformer au tableau 2 ou 3 de l'annexe C.

E6 Chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d'installation de transport* du NPCC dans l'*Interconnexion* du Québec doit mettre en œuvre un programme de UFLS automatique pour ses *installations* qui tient compte des seuils de fréquence, des pentes, du délai de déclenchement nominal total et des valeurs indiqués au tableau 4 de l'annexe C, ou doit mettre en œuvre collectivement, d'un commun accord avec un ou plusieurs *distributeurs* et *propriétaires d'installation de transport* au sein du même îlot prévu à l'exigence E1, un programme de UFLS automatique global qui déleste la *charge* en tenant compte des seuils de fréquence, des pentes, du délai de déclenchement nominal total et des valeurs indiqués au tableau 4 de l'annexe C. [Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

E7 Chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d'installation de transport* doit régler chacun des relais de déclenchement en sous-fréquence faisant partie du programme de UFLS de sa région pour qu'il ait une temporisation minimale de :

- 7.1 100 ms, pour l'*Interconnexion* de l'Est ;
- 7.2 200 ms, pour l'*Interconnexion* du Québec.

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

- E8** Chaque *coordonnateur de la planification* doit établir les réglages de seuils de blocage (p. ex. la tension, le courant et les délais, sans toutefois s’y limiter) qui doivent être utilisés dans le programme de UFLS de sa région et les passer en revue une fois par année civile. [Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]
- E9** Chaque *coordonnateur de la planification* doit fournir à chaque *propriétaire d’installation de transport* et à chaque *distributeur* dans sa zone de *coordonnateur de la planification* les seuils de blocage applicables dans les 30 jours suivant leur établissement initial ou dans les 30 jours suivant toute modification à ces seuils. [Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps différé]
- E10** Chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d’installation de transport* doit mettre en place les seuils de blocage indiqués dans la notification qui lui est fournie par le *coordonnateur de la planification*, conformément à l’exigence E9. [Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps différé]
- E11** Chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d’installation de transport* doit élaborer et soumettre un plan de mise en œuvre dans les 90 jours après en avoir reçu la demande du *coordonnateur de la planification*, aux fins d’approbation par le *coordonnateur de la planification*, conformément à l’exigence E9. [Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : exploitation en temps différé]
- E12** Chaque *propriétaire d’installation de transport* et chaque *distributeur* doit, tous les ans, mais sans dépasser 15 mois entre les mises à jour, fournir à son *coordonnateur de la planification* les documents indiquant la *charge* nette réelle qui aurait été délestée par les relais de UFLS à chaque stade du programme de UFLS coïncidant avec leur pointe de *charge* horaire nette intégrée au cours de l’année précédente, cette valeur étant déterminée en calculant la *charge* réellement mesurée passant par les commutateurs qui auraient été ouverts par les relais de UFLS. [Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

- E13** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit régler le relais de déclenchement en sous-fréquence de chaque alternateur, le cas échéant, à une valeur inférieure à la courbe de déclenchement des alternateurs appropriée qui est illustrée à la figure 1, sauf si les exigences E16 et E19 l'en exemptent. [Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]
- E14** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit communiquer les réglages de déclenchement en sous-fréquence des alternateurs et la temporisation correspondante à son *coordonnateur de la planification* dans les 45 jours après en avoir reçu la demande de celui-ci. [Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]
- E15** Chaque *propriétaire d'installation de production* ayant un nouveau groupe de production dont la mise en service est prévue à la date d'entrée en vigueur de la présente norme ou après cette date ou ayant un groupe de production existant qui voit sa capacité nette accrue de plus de 10 % doit : [Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]
- 15.1 élaborer des mesures visant à empêcher le déclenchement direct ou indirect du groupe de production en sous-fréquence à une valeur supérieure à la courbe appropriée de déclenchement des alternateurs qui est illustrée à la figure 1 ;
 - 15.2 concevoir tout système auxiliaire qui est nécessaire au fonctionnement du groupe de production, ainsi que tout dispositif destiné à contrôler tel système auxiliaire, de façon à ce qu'il ne déclenche pas le groupe en sous-fréquence à une valeur supérieure à la courbe appropriée de déclenchement des alternateurs qui est illustrée à la figure 1.
- E16** Chaque *propriétaire d'installation de production* ayant des groupes de production non nucléaire qui étaient en service avant la date d'entrée en vigueur de la présente norme et dont la protection en sous-fréquence est réglée pour se déclencher à une valeur supérieure à la courbe appropriée qui est illustrée à la figure 1 doit : [Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]
- 16.1 régler la protection en sous-fréquence de telle sorte qu'elle se déclenche à la fréquence la plus faible possible, conformément à la conception des installations et aux restrictions prévues dans les permis ;

16.2 communiquer au *coordonnateur de la planification* les réglages existants de la protection en sous-fréquence, toute modification qui leur est apportée ainsi que la justification technique des réglages ;

16.3 disposer de délestage de charge compensatoire, assuré par un *distributeur* ou un *propriétaire d'installation de transport*, qui est adéquat pour compenser la perte de leur groupe de production en cas de déclenchement précoce.

E17 Chaque *coordonnateur de la planification* en Ontario, au Québec et dans les provinces maritimes doit appliquer les critères décrits à l'annexe A pour déterminer le délestage de charge compensatoire prescrit à l'exigence E16.3 pour les groupes de production dans sa zone respective du NPCC. [Facteur de risque de non-conformité : élevé]
[Horizon : planification à long terme]

E18 Chaque *propriétaire d'installation de production*, chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d'installation de transport* dans la zone du *coordonnateur de la planification* d' « ISO-NE » ou du « New York ISO » doit appliquer les critères décrits à l'annexe B pour déterminer le délestage de charge compensatoire prescrit à l'exigence E16.3 pour les groupes de production dans sa zone respective du NPCC. [Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

E19 Chaque *propriétaire d'installation de production* ayant des centrales nucléaires qui comportent des groupes de production dont les réglages de déclenchement en sous-fréquence sont au-dessus de la courbe de déclenchement des alternateurs de l'*Interconnexion* de l'Est illustrée à la figure 1, selon les critères de conception utilisés pour l'obtention du permis, doit : [Facteur de risque de non-conformité : élevé]
[Horizon : planification à long terme]

19.1 régler la protection en sous-fréquence de sorte qu'elle se déclenche à une fréquence aussi basse que possible conformément à la conception des installations et aux restrictions prévues dans les permis, sans toutefois dépasser 57,8 Hz ;

19.2 régler la tolérance supérieure des réglages du seuil de fréquence à au plus +0,1 Hz ;

- 19.3 communiquer au *coordonnateur de la planification* les réglages initiaux du seuil de fréquence, toute modification qui leur est apportée ainsi que la justification technique des réglages.

E20 Le *coordonnateur de la planification* doit mettre à jour la base de données de son programme de UFLS conformément à la norme PRC de la NERC relative au UFLS. Cette base de données doit comprendre l'information suivante : [Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

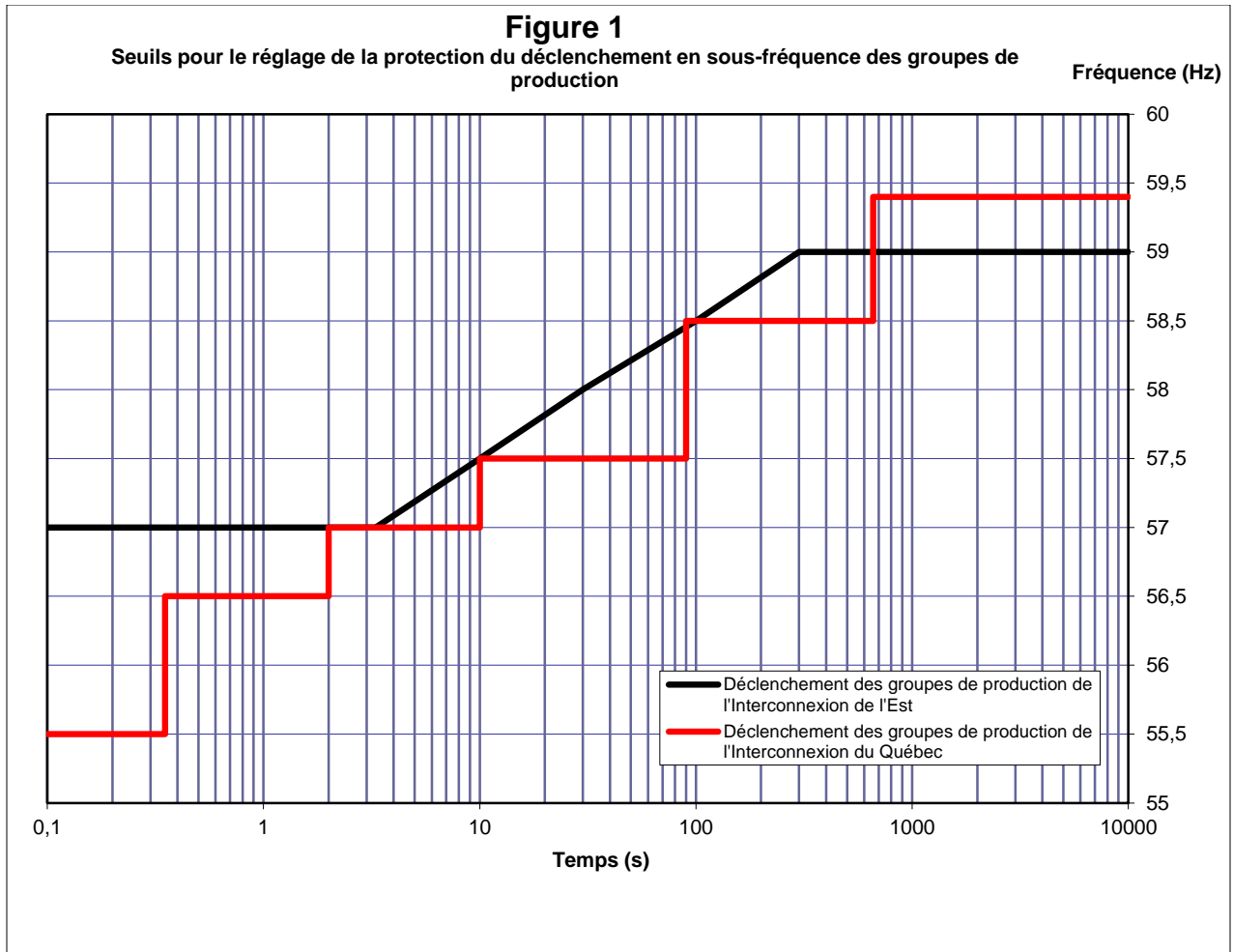
- 20.1 pour chaque relais de UFLS, y compris les relais utilisés pour le délestage de charge compensatoire, la valeur et l'emplacement des charges délestées en pointe, les seuils de fréquence correspondants et les réglages de temporisation ;
- 20.2 les barres pour lesquelles la *charge* est modélisée dans le cas d'écoulement de puissance de la bibliothèque du NPCC ;
- 20.3 une liste de tous les groupes de production qui peuvent être déclenchés en situation de sous-fréquence à une valeur supérieure à la courbe de déclenchement des alternateurs appropriée qui est illustrée à la figure 1, y compris le seuil de déclenchement et la temporisation pour chaque système de protection ;
- 20.4 l'emplacement et le nombre d'éléments supplémentaires qui doivent être commutés aux fins de réglage de tension et qui sont coordonnés avec le déclenchement du programme de UFLS ;
- 20.5 une liste de toutes les fonctions de blocage des relais de UFLS précisant leurs réglages correspondants et l'emplacement des relais.

E21 Chaque *coordonnateur de la planification* doit informer chaque *distributeur*, chaque *propriétaire d'installation de transport* et chaque *propriétaire d'installation de production* dans sa zone de *coordonnateur de la planification* de toute modification qui doit être apportée à la répartition de la charge pour satisfaire aux caractéristiques de performance du programme de UFLS, conformément à la norme PRC de la NERC relative au UFLS. [Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

E22 Chaque *distributeur*, chaque *propriétaire d'installation de transport* et chaque *propriétaire d'installation de production* doit mettre en œuvre toute modification à la répartition de la charge qui doit être apportée selon la notification fournie par le

coordonnateur de la planification conformément à l'exigence E21. [Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

E23 Chaque *distributeur*, chaque *propriétaire d'installation de transport* et chaque *propriétaire d'installation de production* doit élaborer et soumettre au *coordonnateur de la planification*, aux fins d'approbation par celui-ci, un plan de mise en œuvre dans les 90 jours après avoir reçu une demande du *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E21. [Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]



C. Mesures

- M1** Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir des pièces justificatives, telles que des rapports, des études de réseau ou des données de transit de puissance saisies en temps réel lors d'événements réseau ainsi que d'autres documents datés, qui attestent la conformité à l'exigence E1.
- M2** Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir des pièces justificatives, telles que des documents datés, qui attestent la conformité à l'exigence E2.
- M3** Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir des pièces justificatives, telles que des documents datés, qui attestent la conformité à l'exigence E3.
- M4** Chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d'installation de transport* du NPCC dans l'*Interconnexion* de l'Est doit avoir des pièces justificatives, telles que des rapports ou d'autres documents, qui indiquent l'emplacement et la valeur de la charge à déclencher (de même que les seuils de fréquence correspondants) sur les circuits visés par son programme de UFLS en vue d'obtenir les pourcentages individuels et cumulatifs cités à l'exigence E4. (annexe C, tableaux 1 à 3)
- M5** Chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d'installation de transport* doit avoir des pièces justificatives, telles que des rapports, des analyses, des études de réseau ou des documents datés, qui attestent la conformité à l'exigence E5.
- M6** Chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d'installation de transport* dans l'*Interconnexion* du Québec doit avoir des pièces justificatives, telles que des rapports ou d'autres documents, qui indiquent l'emplacement et la valeur de la charge à délester (de même que les seuils de fréquence correspondants) sur les circuits visés par son programme de UFLS en vue d'obtenir les valeurs de charge indiquées au tableau 4 cité à l'exigence E6. (annexe C, tableau 4)
- M7** Chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d'installation de transport* doit avoir des pièces justificatives, telles que des rapports ou d'autres documents, qui confirment que ses relais de déclenchement en sous-fréquence ont été réglés à la temporisation minimale, conformément à l'exigence E7.

- M8** Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir des pièces justificatives, telles que des rapports, des études de réseau ou des analyses, qui attestent la conformité à l'exigence E8.
- M9** Chaque *coordonnateur de la planification* doit fournir des pièces justificatives, telles que des lettres, des courriels ou d'autres documents datés, qui attestent la conformité à l'exigence E9.
- M10** Chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d'installation de transport* doit fournir des pièces justificatives, telles que des rapports d'essais, des fiches techniques ou d'autres documents, qui attestent la conformité à l'exigence E10.
- M11** Chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d'installation de transport* doit fournir des pièces justificatives, telles que des lettres, des courriels ou d'autres documents datés, qui attestent la conformité à l'exigence E11.
- M12** Chaque *distributeur* et chaque *propriétaire d'installation de transport* doit fournir des pièces justificatives qui attestent la conformité à l'exigence E12, telles que des rapports, des chiffriers ou d'autres documents datés qu'il a soumis à son *coordonnateur de la planification* et qui indiquent la consigne de fréquence, la valeur nette de la charge délestée et le pourcentage de la pointe de charge à chaque stade de son programme de UFLS coïncidant avec la pointe horaire intégrée de l'année précédente.
- M13** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir des pièces justificatives, telles que des rapports, des fiches techniques, des chiffriers ou d'autres documents, qui attestent la conformité à l'exigence E13.
- M14** Chaque *distributeur* doit fournir des pièces justificatives, telles que des courriels, des lettres ou d'autres documents datés, qui attestent la conformité à l'exigence E14.
- M15** Chaque *distributeur* doit fournir des pièces justificatives, telles que des rapports, des fiches techniques, des devis, des notes de service ou d'autres documents, qui attestent la conformité à l'exigence E15.
- M16** Chaque *propriétaire d'installation de production* ayant des groupes de production non nucléaire qui étaient en service avant la date d'entrée en vigueur de la présente norme

et dont les réglages de déclenchement en sous-fréquence ne sont pas conformes à l'exigence E13 doit fournir des pièces justificatives, telles que des rapports, des chiffriers, des notes de service ou des documents datés, qui attestent la conformité à l'exigence E16.

M17 Chaque *coordonnateur de la planification* en Ontario, au Québec et dans les provinces maritimes doit fournir des pièces justificatives, telles que des courriels, des notes de service ou d'autres documents, qui attestent l'application de la méthodologie décrite à l'annexe A et la conformité à l'exigence E16.3.

M18 Chaque *propriétaire d'installation de production*, chaque *distributeur* ou chaque *propriétaire d'installation de transport* dans la zone du coordonnateur de la *planification* d' « ISO-NE » ou du « New York ISO » doit fournir des pièces justificatives, telles que des courriels, des notes de service ou d'autres documents, qui attestent l'application de la méthodologie décrite à l'annexe B et la conformité à l'exigence E18.

M19 Chaque *propriétaire d'installation de production* ayant des groupes nucléaires que le NPCC a définis expressément comme ayant des réglages de déclenchement au-dessus de la courbe de déclenchement des alternateurs appropriée qui est illustrée à la figure 1 doit fournir des pièces justificatives, telles que des lettres, des rapports ou des documents datés, qui attestent la conformité à l'exigence E19.

M20 Chaque *coordonnateur de la planification* doit fournir des pièces justificatives, telles que des chiffriers, des études de réseau ou d'autres documents, qui attestent la conformité à l'exigence E20.

M21 Chaque *coordonnateur de la planification* doit fournir des pièces justificatives, telles que des courriels, des notes de service ou d'autres documents datés, qui attestent la conformité à l'exigence E21.

M22 Chaque *distributeur*, chaque *propriétaire d'installation de transport* et chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir des pièces justificatives, telles que des rapports, des chiffriers ou d'autres documents, qui attestent la conformité à l'exigence E22.

M23 Chaque *distributeur*, chaque *propriétaire d'installation de transport* et chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir des pièces justificatives, telles

que des lettres, des courriels ou d'autres documents datés, qui attestent la conformité à l'exigence E23.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

Comité de conformité du NPCC

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

Sans objet

1.3. Conservation des données

Le *distributeur* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent conserver les pièces justificatives pour les mesures M4, M5, M6, M7, M10, M11 et M12 pendant trois années civiles.

Le *coordonnateur de la planification* doit conserver les pièces justificatives pour les mesures M1, M2, M3, M8, M9, M20 et M21 pendant trois années civiles.

Le *coordonnateur de la planification* en Ontario, au Québec et dans les provinces maritimes doit conserver les pièces justificatives pour la mesure M17 pendant trois années civiles.

Le *distributeur*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *propriétaire d'installation de production* doivent conserver les pièces justificatives pour les mesures M18, M22 et M23 pendant trois années civiles.

Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver les pièces justificatives pour les mesures M13, M14, M15, M16 et M19 pendant trois années civiles.

1.4. Processus de surveillance et de contrôle de la conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Audits de conformité

Déclarations volontaires

Enquêtes de conformité

Plaintes

1.5. Autres informations sur la conformité

Sans objet

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

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Sans objet	Sans objet	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas établi d'exigences à l'intention des entités qui regroupent leurs programmes de UFLS.</p> <p>OU</p> <p>N'a pas établi d'exigences relativement au délestage de charge compensatoire.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas établi d'exigences à l'intention des entités qui regroupent leurs programmes de UFLS ni d'exigences relativement au délestage de charge compensatoire.</p>
E2	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a identifié les installations de production de sa zone de <i>coordonnateur de la planification</i> qui sont nécessaires pour appuyer le programme de UFLS, mais il l'a fait entre 31 et 40 jours après avoir terminé les études de réseau.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a identifié les installations de production de sa zone de <i>coordonnateur de la planification</i> qui sont nécessaires pour appuyer le programme de UFLS, mais il l'a fait entre 41 et 50 jours après avoir terminé les études de réseau.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a identifié les installations de production de sa zone de <i>coordonnateur de la planification</i> qui sont nécessaires pour appuyer le programme de UFLS, mais il l'a fait entre 51 et 60 jours après avoir terminé les études de réseau.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a identifié les installations de production de sa zone de <i>coordonnateur de la planification</i> qui sont nécessaires pour appuyer le programme de UFLS, mais il l'a fait plus de 60 jours après avoir terminé les études de réseau.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas identifié les installations de production de sa zone de <i>coordonnateur de la planification</i> qui sont nécessaires pour appuyer le programme de UFLS.</p>

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a fourni les renseignements demandés par l'entité, mais il l'a fait entre 31 et 40 jours après qu'on lui en ait fait la demande.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a fourni les renseignements demandés par l'entité, mais il l'a fait entre 41 et 50 jours après qu'on lui en ait fait la demande.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a fourni les renseignements demandés par l'entité, mais il l'a fait entre 51 et 60 jours après qu'on lui en ait fait la demande.	Le coordonnateur de la planification a fourni les renseignements demandés, mais il l'a fait plus de 60 jours après qu'on lui en ait fait la demande. OU Le coordonnateur de la planification n'a pas fourni les renseignements demandés.
E4	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>distributeur</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas mis en œuvre un programme de UFLS automatique qui reflète les conditions normales d'exploitation (à l'exclusion des pannes) pour ses <i>installations</i> , ou mis en œuvre collectivement, d'un commun accord avec un ou plusieurs <i>distributeurs</i> et <i>propriétaires d'installation de transport</i> au sein du même îlot prévu à l'exigence E1, un programme de UFLS automatique global qui déleste la <i>charge</i> en tenant compte des seuils de fréquence, du délai de déclenchement nominal total et des valeurs indiqués aux tableaux pertinents ci-inclus.

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	Sans objet	Le <i>distributeur</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a armé sa charge pour qu'elle se déclenche en cas de sous-fréquence afin de remplir ses obligations minimales et, ce faisant, a dépassé les tolérances et/ou s'est écarté du nombre de stades et des consignes de fréquence du programme de UFLS tel que spécifié aux tableaux de l'annexe C (le cas échéant, selon sa pointe de <i>charge</i> nette totale), mais il n'a pas informé le <i>coordonnateur de la planification</i> de la nécessité de dépasser les tolérances énoncées au tableau 2 ou 3 et, dans le cas du tableau 2 seulement, de la nécessité de ne pas assurer deux stades de UFLS.	Le <i>distributeur</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a armé sa charge pour qu'elle se déclenche en cas de sous-fréquence afin de remplir ses obligations minimales et, ce faisant, a dépassé les tolérances et/ou s'est écarté du nombre de stades et des consignes de fréquence du programme de UFLS tel que spécifié aux tableaux de l'annexe C (le cas échéant, selon sa pointe de <i>charge</i> nette totale), mais il n'a pas remis au <i>coordonnateur de la planification</i> une étude démontrant qu'il n'existe aucune autre solution de délestage permettant au <i>distributeur</i> ou au <i>propriétaire d'installation de transport</i> de se conformer au tableau approprié.	Le <i>distributeur</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas armé sa charge pour qu'elle se déclenche en cas de sous-fréquence afin de remplir ses obligations minimales et, ce faisant, a dépassé les tolérances et/ou s'est écarté du nombre de stades et des consignes de fréquence du programme de UFLS tel que spécifié aux tableaux de l'annexe C (le cas échéant, selon sa pointe de <i>charge</i> nette totale).

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>distributeur</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> de l' <i>Interconnexion</i> du Québec dans NPCC n'a pas mis en œuvre de programme de UFLS automatique pour ses <i>installations</i> qui tient compte des seuils de fréquence, des pentes, du délai de déclenchement nominal total et des valeurs indiqués au tableau 4 de l'annexe C, ou n'a pas mis en œuvre collectivement, d'un commun accord avec un ou plusieurs <i>distributeurs</i> et <i>propriétaires d'installation de transport</i> au sein du même îlot prévu à l'exigence E1, un programme de UFLS automatique global qui déleste la <i>charge</i> en tenant compte des seuils de fréquence, des pentes, du délai de déclenchement nominal total et des valeurs indiqués au tableau 4 de l'annexe C.
E7	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>distributeur</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a omis de régler un relais de déclenchement en sous-fréquence faisant partie du programme de UFLS de sa région conformément à l'exigence E7.

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E8	Sans objet	Sans objet	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a établi les seuils de blocage conformément à l'exigence E8, mais il ne les a pas passés en revue une fois par année civile.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas établi de seuils de blocage conformément à l'exigence E8.
E9	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a fourni les seuils de blocage applicables à un <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou à un <i>distributeur</i> dans sa zone de <i>coordonnateur de la planification</i> entre 31 et 40 jours après l'établissement initial de ces seuils ou après toute modification qui leur a été apportée subséquemment.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a fourni les seuils de blocage applicables à un <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou à un <i>distributeur</i> dans sa zone de <i>coordonnateur de la planification</i> entre 41 et 50 jours après l'établissement initial de ces seuils ou après toute modification qui leur a été apportée subséquemment.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a fourni les seuils de blocage applicables à un <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou à un <i>distributeur</i> dans sa zone de <i>coordonnateur de la planification</i> entre 51 et 60 jours après l'établissement initial de ces seuils ou après toute modification qui leur a été apportée subséquemment.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a fourni les seuils de blocage applicables à un <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou à un <i>distributeur</i> dans sa zone de <i>coordonnateur de la planification</i> plus de 60 jours après l'établissement initial de ces seuils ou après toute modification qui leur a été apportée subséquemment. OU Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas fourni les seuils de blocage applicables à un <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou à un <i>distributeur</i> dans sa zone de <i>coordonnateur de la planification</i> .
E10	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>distributeur</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas mis en place le seuil de blocage indiqué dans la notification fournie par le <i>coordonnateur de la planification</i> conformément à l'exigence E9.

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E11	Le distributeur ou le propriétaire d'installation de transport a élaboré et soumis son plan de mise en œuvre entre 91 et 100 jours après en avoir reçu la demande du coordonnateur de la planification.	Le distributeur ou le propriétaire d'installation de transport a élaboré et soumis son plan de mise en œuvre entre 101 et 110 jours après en avoir reçu la demande du coordonnateur de la planification.	Le distributeur ou le propriétaire d'installation de transport a élaboré et soumis son plan de mise en œuvre entre 111 et 120 jours après en avoir reçu la demande du coordonnateur de la planification.	Le distributeur ou le propriétaire d'installation de transport a élaboré et soumis son plan de mise en œuvre plus de 120 jours après en avoir reçu la demande du coordonnateur de la planification. OU Le distributeur ou le propriétaire d'installation de transport n'a pas élaboré de plan de mise en œuvre.
E12				Le propriétaire d'installation de transport ou le distributeur n'a pas fourni à son coordonnateur de la planification les documents contenant les données relatives à la charge nette réelle qui aurait été délestée par les relais de UFLS ou les modifications à ces données, cette valeur étant déterminée en calculant la charge réellement mesurée passant par les commutateurs qui auraient été ouverts par les relais de UFLS, lesquels ont été armés pour provoquer un délestage à chaque stade du programme de UFLS coïncidant avec leur pointe horaire nette intégrée au cours de l'année précédente.

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E13	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas réglé le relais de déclenchement en sous-fréquence de chaque groupe de production, le cas échéant, à une valeur inférieure à la courbe de déclenchement des alternateurs appropriée qui est illustrée à la figure 1, sauf s'il en est autrement exempté.
E14	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a communiqué les réglages de déclenchement en sous-fréquence des alternateurs et la temporisation correspondante à son <i>coordonnateur de la planification</i> entre 46 et 55 jours après la demande du <i>coordonnateur de la planification</i> .	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a communiqué les réglages de déclenchement en sous-fréquence des alternateurs et la temporisation correspondante à son <i>coordonnateur de la planification</i> entre 56 et 65 jours après la demande du <i>coordonnateur de la planification</i> .	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a communiqué les réglages de déclenchement en sous-fréquence des alternateurs et la temporisation correspondante à son <i>coordonnateur de la planification</i> entre 66 et 75 jours après la demande du <i>coordonnateur de la planification</i> .	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a communiqué les réglages de déclenchement en sous-fréquence des alternateurs et la temporisation correspondante à son <i>coordonnateur de la planification</i> plus de 75 jours après la demande du <i>coordonnateur de la planification</i> . OU Le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas communiqué les réglages de déclenchement en sous-fréquence des alternateurs et la temporisation correspondante à son <i>coordonnateur de la planification</i> .
E15	Sans objet	Sans objet	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas respecté les obligations prévues à l'exigence E15, alinéa 15.1 OU celles prévues à l'exigence E15, alinéa 15.2.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas respecté les obligations prévues à l'exigence E15, alinéa 15.1 ni celles prévues à l'exigence E15, alinéa 15.2.

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E16	Sans objet	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas respecté les obligations de l'exigence E16, alinéa 16.2.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas respecté les obligations de l'exigence E16, alinéa 16.1 OU n'a pas respecté les obligations de l'exigence E16, alinéa 16.3.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas respecté les obligations de l'exigence E16, alinéa 16.1 et n'a pas respecté les obligations de l'exigence E16, alinéa 16.3.
E17	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas appliqué la méthodologie décrite à l'annexe A pour déterminer le délestage de charge compensatoire nécessaire.
E18	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> , le <i>distributeur</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas appliqué sur la méthodologie décrite à l'annexe B pour déterminer le délestage de charge compensatoire nécessaire.
E19	Sans objet	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas respecté les obligations de l'exigence E19, alinéa 19.3.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas respecté les obligations de l'exigence E19, alinéa 19.1 OU n'a pas respecté les obligations de l'exigence E19, alinéa 19.2.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas respecté les obligations de l'exigence E19, alinéa 19.1 n'a pas respecté les obligations de l'exigence E19, alinéa 19.2.
E20	Le <i>coordonnateur de la planification</i> ne disposait pas de données dans sa base de données pour l'un des paramètres énumérés à l'exigence E20, alinéas 20.1 à 20.5.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> ne disposait pas de données dans sa base de données pour deux des paramètres énumérés à l'exigence E20, alinéas 20.1 à 20.5.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> ne disposait pas de données dans sa base de données pour trois des paramètres énumérés à l'exigence E20, alinéas 20.1 à 20.5.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> ne disposait pas de données dans sa base de données pour quatre ou cinq des paramètres énumérés à l'exigence E20, alinéas 20.1 à 20.5.

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E21	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas informé un <i>distributeur</i> , un <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou un <i>propriétaire d'installation de production</i> dans sa zone de <i>coordonnateur de la planification</i> de modifications apportées à la répartition de la charge nécessaire pour satisfaire aux exigences du programme de UFLS.
E22	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>distributeur</i> , le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas mis en œuvre les modifications apportées à la répartition de la charge indiquées dans la notification fournie par le <i>coordonnateur de la planification</i> .

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E23	Le distributeur, le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire de réseau de transport a élaboré et soumis un plan de mise en œuvre entre 91 et 100 jours après en avoir reçu la demande du coordonnateur de la planification.	Le distributeur, le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire de réseau de transport a élaboré et soumis un plan de mise en œuvre entre 101 et 110 jours après en avoir reçu la demande du coordonnateur de la planification.	Le distributeur, le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire de réseau de transport a élaboré et soumis un plan de mise en œuvre entre 111 et 120 jours après en avoir reçu la demande du coordonnateur de la planification.	Le distributeur, le propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production a élaboré et soumis son plan de mise en œuvre plus de 120 jours après en avoir reçu la demande du coordonnateur de la planification. OU Le distributeur, le propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production n'a pas élaboré de plan de mise en œuvre.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	20 novembre 2011	Approbation par le BOD de la région	
1	9 février 2012	Approbation par le conseil d'administration de la NERC	
1	21 février 2013	Ordonnance émise par la FERC approuvant PRC-006-NPCC-1 (approbation en vigueur le 29 avril 2013)	

Adoptée par le Conseil d'administration : 9 février 2012

Annexe A de la norme PRC-006-NPCC-1

Critères de délestage de charge compensatoire pour l'Ontario, le Québec et les provinces maritimes :

En Ontario, au Québec et dans les provinces maritimes, le *coordonnateur de la planification* est responsable de l'établissement des exigences de délestage de charge compensatoire pour tous les groupes de production non nucléaire existant dans sa zone du NPCC dont la protection en sous-fréquence est réglée pour se déclencher à une valeur supérieure à la courbe appropriée qui est illustrée à la figure 1. De plus, il est de la responsabilité du *coordonnateur de la planification* de communiquer ces exigences au *distributeur* ou au *propriétaire d'installation de transport* approprié et de veiller à ce qu'un délestage de charge compensatoire adéquat soit assuré dans tous les îlots prévus à l'exigence E1 dans lesquels le groupe de production pourrait être en service.

La méthodologie décrite ci-dessous fournit un ensemble de critères que doit suivre le *coordonnateur de la planification* pour établir les exigences de délestage de charge de compensatoire :

1. Le *coordonnateur de la planification* doit identifier, compiler et tenir à jour une liste de tous les groupes de production non nucléaire existants qui étaient en service avant la date d'entrée en vigueur de la présente norme et dont la protection en sous-fréquence est réglée pour se déclencher à une valeur supérieure à la courbe applicable qui est illustrée à la figure 1. La liste doit comprendre les renseignements suivants sur chaque groupe de production :
 - 1.1 le nom du groupe de production et sa puissance ;
 - 1.2 les réglages de déclenchement en sous-fréquence, y compris les consignes de fréquence et la temporisation correspondante ;
 - 1.3 l'emplacement physique et électrique du groupe ;
 - 1.4 tous les îlots au sein desquels le groupe peut être en service, conformément à l'exigence E1.
2. Pour chaque groupe de production faisant partie de la liste à l'alinéa (1) plus haut, le *coordonnateur de la planification* doit établir les exigences de délestage de charge compensatoire en respectant les critères décrits ci-après :
 - 2.1 demander à ce qu'un délestage compensateur soit fourni par un *distributeur* ou un *propriétaire d'installation de transport* qui possède des relais de UFLS au sein du ou des îlots prévus par le *coordonnateur de la planification* à l'exigence E1 dans lesquels le groupe peut être en service ;
 - 2.2 le délestage de charge compensatoire qui est fourni par le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* s'ajoute à la quantité que le *distributeur*

ou le *propriétaire d'installation de transport* doit délester conformément à l'exigence E4 ;

2.3 le délestage de charge compensatoire doit être fourni au stade du programme de UFLS (ou au stade des seuils pour le Québec) où le réglage de seuil de fréquence correspond à la fréquence la plus élevée à laquelle l'alternateur en question doit se déclencher au-dessus de la courbe appropriée de la figure 1 pendant un événement de sous-fréquence. Si la fréquence la plus élevée à laquelle l'alternateur doit se déclencher au-dessus de la courbe appropriée de la figure 1 ne correspond pas à un réglage de seuil particulier d'un stade du programme de UFLS, le délestage de charge compensatoire doit être fourni au stade du programme de UFLS où le réglage de seuil de fréquence est plus élevé que la fréquence la plus élevée à laquelle l'alternateur en question doit se déclencher au-dessus de la courbe appropriée de la figure 1 ;

2.4 le délestage de charge compensatoire doit équivaloir ($\pm 5\%$) à la moyenne sur deux ans de la puissance nette en mégawatts, selon ce qui est précisé par le *coordonnateur de la planification*, ajoutée à la charge prévue des postes à transférer au réseau au moment de la perte de l'installation. La puissance nette ne devrait tenir compte que des heures où le groupe de production génère de la puissance nette pour le réseau électrique.

Dans le cas particulier d'un groupe de production qui a été raccordé au réseau électrique pendant moins de deux années civiles, le délestage de charge compensatoire doit équivaloir ($\pm 5\%$) à la capacité saisonnière maximale déclarée du groupe sur deux années civiles, ajoutée à la charge prévue des postes à transférer au réseau au moment de la perte de l'installation.

Annexe B de la norme PRC-006-NPCC-1

Critères de délestage de charge compensatoire pour ISO-NE et NYISO :

Dans les États de la Nouvelle-Angleterre et l'État de New York, le *propriétaire d'installation de production* est responsable de l'établissement d'un programme de délestage de charge compensatoire pour tous les groupes de production non nucléaire existants dont la protection en sous-fréquence est réglée pour se déclencher à une valeur supérieure à la courbe appropriée qui est illustrée à la figure 1 dans la présente norme. Le *propriétaire d'installation de production* doit s'appuyer sur la méthodologie ci-après pour établir les exigences de délestage de charge compensatoire :

1. Le *propriétaire d'installation de production* doit identifier et compiler une liste de tous les groupes de production non nucléaire existants qui étaient en service avant la date d'entrée en vigueur de la présente norme et dont la protection en sous-fréquence est réglée pour se déclencher à une valeur supérieure à la courbe appropriée qui est illustrée à la figure 1. La liste doit comprendre les renseignements suivants sur chaque groupe de production :
 - 1.1 le nom du groupe de production et sa puissance ;
 - 1.2 les réglages de déclenchement en sous-fréquence, y compris les consignes de fréquence et la temporisation correspondante ;
 - 1.3 l'emplacement physique et électrique du groupe ;
 - 1.4 l'îlot le plus petit au sein duquel le groupe peut être en service selon ce qui est prévu par le *coordonnateur de la planification* à l'exigence E1 de la présente norme.
2. Pour chaque groupe de production faisant partie de la liste à l'alinéa (1) plus haut, le *propriétaire d'installation de production* doit établir les exigences de délestage de charge compensatoire en respectant les critères décrits ci-après :
 - 2.1 dans les cas où un *distributeur* ou un *propriétaire d'installation de transport* a coordonné les réglages de protection avec le *propriétaire d'installation de production* de manière à ce que l'alternateur se déclenche à une valeur supérieure à la courbe appropriée de la figure 1, le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* est tenu de fournir un délestage de charge compensatoire approprié au sein de l'îlot le plus petit qui est prévu par le *coordonnateur de la planification* à l'exigence E1 de la présente norme ;
 - 2.2 dans les cas où un *propriétaire d'installation de production* possède un alternateur qui ne peut physiquement remplir les exigences de consigne définies par la courbe appropriée de la figure 1, il doit demander à ce qu'un délestage de charge compensatoire suffisant soit fourni par un *distributeur* ou un *propriétaire d'installation de transport* au sein de l'îlot le plus petit qui est prévu par le *coordonnateur de la planification* à l'exigence E1 de la présente norme ;

- 2.3 le délestage de charge compensatoire qui est fourni par le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* s'ajoute à la quantité que le *distributeur* ou le *propriétaire d'installation de transport* doit délester conformément à l'exigence E4 ;
- 2.4 le délestage de charge compensatoire doit être fourni au stade du programme de DFS où le réglage de seuil de fréquence correspond à la fréquence à laquelle l'alternateur en question doit être déclenché ou une fréquence qui s'en rapproche tout en étant supérieure ;
- 2.5 le délestage compensatoire doit équivaloir ($\pm 5\%$) à la moyenne sur deux ans de la puissance nette en mégawatts, selon ce qui est précisé par le *coordonnateur de la planification*, ajoutée à la charge prévue des postes à transférer au réseau au moment de la perte de l'installation. La puissance nette ne devrait tenir compte que des heures où le groupe de production génère de la puissance nette pour le réseau électrique.

Dans le cas particulier d'un groupe de production qui a été raccordé au réseau électrique pendant moins de deux années civiles, le délestage de charge compensatoire doit équivaloir ($\pm 5\%$) à la capacité saisonnière maximale déclarée du groupe sur deux années civiles, ajoutée à la charge prévue des postes à transférer au réseau au moment de la perte de l'installation.

Annexe C de la norme PRC-006-NPCC-1**Tableau 1 UFLS : Interconnexion de l'Est**

Les *distributeurs* et les *propriétaires d'installation de transport* qui ont une pointe de charge nette de 100 MW ou plus doivent mettre en œuvre un programme de UFLS doté des caractéristiques suivantes :

Seuil de fréquence (Hz)	Délai de déclenchement nominal total (s) ¹	Délestage au stade, exprimé en % de la charge du DP ou du TO	Délestage cumulatif, exprimé en % de la charge du DP ou du TO
59,5	0,30	6,5 à 7,5	6,5 à 7,5
59,3	0,30	6,5 à 7,5	13,5 à 14,5
59,1	0,30	6,5 à 7,5	20,5 à 21,5
58,9	0,30	6,5 à 7,5	27,5 à 28,5
59,5	10,0	2 à 3	29,5 à 31,5

Tableau 2 UFLS : Interconnexion de l'Est

Les *distributeurs* et les *propriétaires d'installation de transport* qui ont une pointe de charge nette de 50 MW ou plus, mais de moins de 100 MW, doivent mettre en œuvre un programme de UFLS doté des caractéristiques suivantes :

Stade UFLS	Seuil de fréquence (Hz)	Délai de déclenchement nominal total (s) ¹	Délestage au stade, exprimé en % de la charge du DP ou du TO	Délestage cumulatif, exprimé en % de la charge du DP ou du TO
1	59,5	0,30	14 à 25	14 à 25
2	59,1	0,30	14 à 25	28 à 50

1. Le délai de déclenchement nominal total comprend le temps d'actionnement du relais de déclenchement en sous-fréquence, le temps d'actionnement de tout relais auxiliaire interposé, le délai de communication et la durée de coupure assignée des disjoncteurs. Le temps d'actionnement du relais de déclenchement en sous-fréquence est mesuré à partir du moment où la fréquence passe par la consigne de fréquence, en utilisant un taux d'affaissement de la fréquence testé de 0,2 Hz par seconde. Si le temps d'actionnement du relais dépend du taux d'affaissement de la fréquence, alors le temps d'actionnement du relais de déclenchement en sous-fréquence et tout autre essai effectué subséquent sur les relais de UFLS doivent être basés sur un taux d'affaissement linéaire de la fréquence testé de 0,2 Hz par seconde.

Tableau 3 UFLS : Interconnexion de l'Est

Les *distributeurs* et les *propriétaires d'installation de transport* qui ont une pointe de *charge* nette de 25 MW ou plus, mais de moins de 50 MW, doivent mettre en œuvre un programme de UFLS doté des caractéristiques suivantes :

Stade UFLS	Seuil de fréquence (Hz)	Délai de déclenchement nominal total (s) ¹	Délestage au stade, exprimé en % de la charge du DP ou du TO	Délestage cumulatif, exprimé en % de la charge du DP ou du TO
1	59,5	0,30	28 à 50	28 à 50

1. Le délai de déclenchement nominal total comprend le temps d'actionnement du relais de déclenchement en sous-fréquence, le temps d'actionnement de tout relais auxiliaire interposé, le délai de communication et la durée de coupure assignée des disjoncteurs. Le temps d'actionnement du relais de déclenchement en sous-fréquence est mesuré à partir du moment où la fréquence passe par la consigne de fréquence, en utilisant un taux d'affaissement de la fréquence testé de 0,2 Hz par seconde. Si le temps d'actionnement du relais dépend du taux d'affaissement de la fréquence, alors le temps d'actionnement du relais de déclenchement en sous-fréquence et tout autre essai effectué subséquemment sur les relais de UFLS doivent être basés sur un taux d'affaissement linéaire de la fréquence testé de 0,2 Hz par seconde.

Tableau 4 UFLS : Interconnexion du Québec

	Taux	Fréquence (Hz)	Puissance de pointe (MW) (*La charge doit être fixe en tout temps lorsqu'elle est supérieure à 60 % de la pointe de charge.)	Puissance réactive de pointe (MVar)	Délai de déclenchement nominal total (s) ²
Seuil – Stade 1	–	58,5	1 000*	1 000	0,30
Seuil – Stade 2	–	58,0	800*	800	0,30
Seuil – Stade 3	–	57,5	800	800	0,30
Seuil – Stade 4	–	57,0	800	800	0,30
Seuil – Stade 5 (anti-décrochage)	–	59,0	500	500	20,0
Pente – Stade 1	-0,3 Hz/s	58,5	400	400	0,30
Pente – Stade 2	-0,4 Hz/s	59,8	800*	800	0,30
Pente – Stade 3	-0,6 Hz/s	59,8	800*	800	0,30
Pente – Stade 4	-0,9 Hz/s	59,8	800	800	0,30

2. Le délai de déclenchement nominal total comprend le temps d'actionnement du relais de déclenchement en sous-fréquence, le temps d'actionnement de tout relais auxiliaire interposé, le délai de communication et la durée de coupure assignée des disjoncteurs. Le temps d'actionnement du relais de déclenchement en sous-fréquence doit être mesuré à partir du moment où la fréquence passe par la consigne de fréquence.

Norme PRC-006-NPCC-1 — Délestage de charge en sous-fréquence automatique

Annexe QC- PRC-006-NPCC-1

Dispositions particulières de la norme PRC-006-NPCC-1 applicables au Québec

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

A. Introduction

1. **Titre :** Délestage de charge en sous-fréquence automatique

2. **Numéro :** PRC-006-NPCC-1

3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**

Fonctions :

4.1. *Propriétaire d'installation de production* qui possède ou exploite un programme de délestage en sous-fréquence

4.2. Aucune disposition particulière

4.3. *Distributeur* qui possède ou exploite un programme de délestage en sous-fréquence

4.4. *Propriétaire d'installation de transport* qui possède ou exploite un programme de délestage en sous-fréquence

Installations :

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).

5. **Date d'entrée en vigueur au Québec :**

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe : xx mois 201x

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

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

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

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

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

Aucune disposition particulière

1.3. **Conservation des données**

Aucune disposition particulière

Norme PRC-006-NPCC-1 — Délestage de charge en sous-fréquence automatique

Annexe QC- PRC-006-NPCC-1

Dispositions particulières de la norme PRC-006-NPCC-1 applicables au Québec

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

Aucune disposition particulière

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

Annexe A de la norme PRC-006-NPCC-1

Aucune disposition particulière

Annexe B de la norme PRC-006-NPCC-1

Aucune disposition particulière

Annexe C de la norme PRC-006-NPCC-1

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx-mois-201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

- 1. Titre :** Évaluation technique de la conception et de l'efficacité du programme de délestage en sous-tension.
- 2. Numéro :** PRC-010-0
- 3. Objet :** Mettre en place des mesures de préservation du réseau visant à prévenir un affaissement de la tension sur le réseau ou une instabilité de la tension par la mise en œuvre d'un programme de délestage en sous-tension.
- 4. Applicabilité :**
 - 4.1.** *Responsable de l'approvisionnement* qui met en œuvre un programme de délestage en sous-tension.
 - 4.2.** *Propriétaire d'installation de transport* qui possède un programme de délestage en sous-tension.
 - 4.3.** *Exploitant de réseau de transport* qui met en œuvre un programme de délestage en sous-tension.
 - 4.4.** *Distributeur* qui possède ou met en œuvre un programme de délestage en sous-tension.
- 5. Date d'entrée en vigueur :** 1^{er} avril 2005

B. Exigences

- E1.** *Le responsable de l'approvisionnement, le propriétaire d'installation de transport, l'exploitant de réseau de transport et le distributeur* qui possèdent ou mettent en œuvre un programme de délestage en sous-tension doivent périodiquement (au moins une fois tous les cinq ans ou chaque fois que de nouvelles conditions du réseau l'exigent) effectuer et documenter une évaluation de l'efficacité de ce programme. Cette évaluation doit être effectuée en collaboration avec le ou les *planificateurs de réseau de transport* et le ou les *responsables de la planification* concernés.
 - E1.1.** Cette évaluation doit comprendre, sans toutefois s'y limiter :
 - E1.1.1.** la coordination des programmes de délestage en sous-tension avec d'autres systèmes de protection et de commande dans la région et avec d'autres *organisations régionales de fiabilité*, si nécessaire,
 - E1.1.2.** des simulations qui démontrent que la performance des programmes de délestage en sous-tension est conforme aux normes de fiabilité TPL-001-0, TPL-002-0, TPL-003-0 et TPL-004-0,
 - E1.1.3.** une revue des points de consigne et des temps de déclenchement.
- E2.** *Le responsable de l'approvisionnement, le propriétaire d'installation de transport, l'exploitant de réseau de transport et le distributeur* qui possèdent ou mettent en œuvre un programme de délestage en sous-tension doit fournir sur demande (30 jours civils) la documentation sur la plus récente évaluation de ce programme à son *organisation régionale de fiabilité* et à la NERC. (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)

C. Mesures

- M1.** Le programme de délestage en sous-tension de chaque *propriétaire d'installation de transport* et de chaque *distributeur* doit comporter les éléments définis à l'exigence E1 de la norme de fiabilité PRC-010-0.

Norme PRC-010-0 — Évaluation de la conception et de l'efficacité du programme de délestage en sous-tension

- M2.** Chaque *responsable de l'approvisionnement*, chaque *propriétaire d'installation de transport*, chaque *exploitant de réseau de transport* et chaque *distributeur* qui possède ou met en œuvre un programme de délestage en sous-tension doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a fourni la documentation sur la plus récente évaluation de ce programme à son *organisation régionale de fiabilité* et à la NERC, conformément à l'exigence E2 de la norme de fiabilité PRC-010-0. (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

Responsable de la surveillance de la conformité : *organisations régionales de fiabilité*.
Chaque *organisation régionale de fiabilité* doit déclarer les cas de conformité et de non-contravention à la NERC, en respectant la procédure de déclaration établie par la NERC.

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

Évaluations tous les cinq ans ou chaque fois que de nouvelles conditions du *réseau* l'exigent.

Dernière évaluation sur demande (30 jours civils).

1.3. Conservation des données

Aucune spécifiée

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de non-conformité :

2.1. Niveau 1 : Sans objet.

2.2. Niveau 2 : Sans objet.

2.3. Niveau 3 : Sans objet.

2.4. Niveau 4 : L'évaluation du programme de délestage en sous-tension ne comportait pas l'une des trois exigences énoncées à l'exigence E1.1 de la norme de fiabilité PRC-010-0, ou l'évaluation du programme n'a pas été fournie.

E. Différences régionales

1. Aucune identifiée.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée en vigueur.	Nouvelle
0	8 février 2005	Adoptée par le Conseil d'administration de la NERC.	
0	16 mars 2007	Approuvée par la FERC.	
0	7 février 2013	Approbation du retrait de l'exigence E2 et les éléments associés par le conseil d'administration de la NERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (« Project	

Norme PRC-010-0 — Évaluation de la conception et de l'efficacité du programme de délestage en sous-tension

		2013-02 »). En attente de d'approbation réglementaire.	
0	21 novembre 2013	Approbation du retrait de l'exigence E2 et les éléments associés par la FERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (« Project 2013-02 »).	

Norme PRC-010-0 — Évaluation de la conception et de l'efficacité du programme de délestage en sous-tension

Annexe QC-PRC-010-0 Dispositions particulières de la norme PRC-010-0 applicables au Québec

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

A. Introduction

1. **Titre :** Évaluation technique de la conception et de l'efficacité du programme de délestage en sous-tension.
2. **Numéro :** PRC-010-0
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :** Aucune disposition particulière
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

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

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

Aucune disposition particulière

1.3. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Norme PRC-010-0 — Évaluation de la conception et de l'efficacité du programme de délestage en sous-tension

Annexe QC-PRC-010-0

Dispositions particulières de la norme PRC-010-0 applicables au Québec

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	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-019-1
3. **Objet :** Vérifier la coordination des dispositifs de régulation de tension, des limiteurs, des caractéristiques d'équipement et des réglages des *systèmes de protection des installations* de production et des compensateurs synchrones.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1 **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 *Propriétaire d'installation de production*
 - 4.1.2 *Propriétaire d'installation de transport* ayant un ou des compensateurs synchrones
 - 4.2 **Installations**
 1. Aux fins de la présente norme, le terme « *installation visée* » désigne l'un ou l'autre des éléments suivants :
 - 4.2.1 groupe de production individuel de plus de 20 MVA (puissance nominale brute) raccordé directement au *système de production – transport d'électricité* ;
 - 4.2.2 compensateur synchrone individuel de plus de 20 MVA (puissance nominale brute) raccordé directement au *système de production – transport d'électricité* ;
 - 4.2.3 centrale ou *installation* de production comportant un ou plusieurs groupes de production raccordés au *système de production – transport d'électricité* par un jeu de barres commun et dont la production totale dépasse 75 MVA (puissance nominale brute combinée) ;
 - 4.2.4 toute installation de production, sans égard à sa taille, qui est désignée comme un groupe à démarrage autonome dans le plan de remise en charge d'un *exploitant de réseau de transport*.
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1 Dans les territoires où une approbation réglementaire est nécessaire :
 - 5.1.1 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 40 % de ses installations visées.
 - 5.1.2 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque

propriétaire d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport doit avoir vérifié au moins 60 % de ses installations visées.

5.1.3 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 80 % de ses installations visées.

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

5.2 Dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire :

5.2.1 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux années civiles après l'adoption par le Conseil d'administration, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 40 % de ses installations visées.

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

5.2.3 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre années civiles après l'adoption par le Conseil d'administration, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 80 % de ses installations visées.

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

B. Exigences

E1. À intervalles d'au plus cinq années civiles, chaque *propriétaire d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport* ayant des installations visées doit coordonner les dispositifs de régulation de tension (y compris les limiteurs et les fonctions de protection en

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

1.1 En supposant un fonctionnement normal de la boucle de régulation de tension et des condition d'exploitation en régime permanent du réseau, vérifier les éléments de coordination suivants pour chaque *installation* visée :

1.1.1. les limiteurs en service doivent être réglés de manière à intervenir avant le *système de protection* de l'*installation* visée afin d'éviter tout débranchement inutile du groupe de production ;

1.1.2. les dispositifs de *système de protection* en service pertinents doivent être réglés de manière à intervenir pour isoler ou mettre hors tension l'équipement afin de limiter l'étendue des dommages lorsque les conditions d'exploitation dépassent les caractéristiques ou les limites de stabilité de l'équipement.

E2. Dans les 90 jours civils suivant la constatation ou la mise en place de modifications de systèmes, d'équipements ou de réglages susceptibles d'influer sur la coordination décrite à l'exigence E1, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des *installations* visées doit procéder à la coordination décrite à l'exigence E1. Les modifications de systèmes, d'équipements ou de réglages comprennent, entre autres, les suivantes : [*Facteur de risque de la non-conformité(VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

- modifications aux réglages ou à l'équipement de régulation de tension ;
- modifications aux réglages ou aux composants de *système de protection* ;
- modifications aux caractéristiques de l'équipement de production ou de compensateur synchrone ;
- modifications aux transformateurs élévateurs de l'équipement de production ou de compensateur synchrone.

C. Mesures

M1. Chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des *installations* visées doit détenir des pièces justificatives (dont des exemples sont présentés à la section G de la norme PRC-019) attestant qu'il a coordonné les dispositifs de régulation de tension (y compris les limiteurs et les fonctions de protection en service²) avec les caractéristiques d'équipement pertinentes et les réglages pertinents des dispositifs et fonctions de *système de protection*, conformément à l'exigence E1. Ces pièces justificatives doivent comprendre des documents datés attestant que la coordination a été effectuée.

¹ Limiteurs ou fonctions de protection installés et activés d'une installation de production ou d'un compensateur synchrone.

² Limiteurs ou fonctions de protection installés et activés d'une installation de production ou d'un compensateur synchrone.

M2. Chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des *installations* visées doit détenir des pièces justificatives attestant que la coordination rendue nécessaire par les événements indiqués à l'exigence E2 a été effectuée. Ces pièces justificatives doivent comprendre des documents datés attestant que l'intervalle de temps prescrit à l'exigence E2 a été respecté.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

L'*entité régionale* joue le rôle de *responsable de la surveillance de l'application des normes* (CEA), à moins que l'entité concernée soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'entité régionale. Dans de tels cas, l'ERO ou une entité régionale approuvée par la FERC ou un autre organisme gouvernemental pertinent doit jouer le rôle de la CEA.

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

Le propriétaire d'installation de production ou *le propriétaire d'installation de transport* doit conserver pendant six ans une preuve de conformité aux exigences E1 et E2 et aux mesures M1 et M2.

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

Le responsable de la surveillance de la conformité doit conserver le rapport du dernier audit périodique ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

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

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformités

Déclaration de non-conformité

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

E#	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 5 années civiles, mais d'au plus 5 années civiles et 4 mois, après la coordination précédente.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 5 années civiles, mais d'au plus 5 années civiles et 8 mois, après la coordination précédente.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 5 années civiles, mais d'au plus 5 années civiles et 12 mois, après la coordination précédente.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport n'a pas coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de 5 années civiles et 12 mois après la coordination précédente.
E2	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 90 jours civils mais d'au plus 100 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 100 jours civils mais d'au plus 110 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 110 jours civils mais d'au plus 120 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport n'a pas coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de 120 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.

E. Différences régionales

Aucune.

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

F. Documents connexes

- «°Underexcited Operation of Turbo Generators°», AIEE Proceedings T Section 881, Volume 67, 1948, Appendix 1, C. G. Adams and J. B. McClure
- «°Protective Relaying For Power Generation Systems°», Boca Raton, FL, Taylor & Francis, 2006, Reimert, Donald
- «°Coordination of Generator Protection with Generator Excitation Control and Generator Capability°», a report of Working Group J5 of the IEEE PSRC Rotating Machinery Subcommittee
- «°IEEE C37.102-2006 IEEE Guide for AC Generator Protection°»
- «°IEEE C50.13-2005 IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above°»

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	7 février 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NER.	Nouveau
1	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-019-1. (L'ordonnance entre en vigueur le 1 ^{er} juillet 2016)	

G. Référence

Exemples de coordination

La preuve que la coordination prescrite à l'exigence E1 a été effectuée peut prendre l'une des formes suivantes :

- graphique P-Q (exemple à l'annexe 1) ;
- graphique R-X (exemple à l'annexe 2) ;
- graphique de temporisation inverse (exemple à l'annexe 3) ;
- tableaux équivalents ou autre preuve.

Ces pièces justificatives doivent indiquer les caractéristiques de l'équipement et la plage de fonctionnement des limiteurs et des fonctions de protection.

Les limites des équipements, les types de limiteur et les fonctions de protection dont la coordination peut être nécessaire comprennent, notamment :

- les limiteurs de surexcitation de champ et les fonctions de protection associées ;
- les limiteurs de surintensité d'onduleur et les fonctions de protection associées ;
- les limiteurs de sous-excitation de champ et les fonctions de protection associées ;
- la puissance réactive de groupe de production ou de compensateur synchrone ;
- les limiteurs d'induction magnétique V/Hz et les fonctions de protection associées ;
- les réglages de système de protection contre les surtensions de stator ;

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

- la caractéristique tension/fréquence de groupe de production et de transformateur ;
- la caractéristique temps/courant de champ ou temps/courant de stator.

Remarque : La liste ci-dessus n'est présentée qu'à titre indicatif. La présente norme n'exige l'installation ou l'activation d'aucune des fonctions de limitation ou de protection ci-dessus.

Dans l'exemple qui suit, la limite de stabilité statique (LSS) est la limite de la stabilité synchrone dans la région de sous-excitation avec un courant de champ fixe.

Sur un graphique P-Q, où X_d représente la réactance synchrone longitudinale saturée du groupe de production, X_s la réactance équivalente entre les bornes du groupe de production et le « barre à puissance infinie », y compris la réactance du transformateur élévateur du groupe de production, et V_g la tension aux bornes du groupe de production (toutes les valeurs étant exprimées par unité), on peut calculer la LSS comme un arc centré sur l'axe Q, dont le centre et le rayon sont quantifiables au moyen des équations suivantes :

$$C = V_g^2/2 \times (1/X_s - 1/X_d)$$

$$R = V_g^2/2 \times (1/X_s + 1/X_d)$$

Sur un graphique R-X, où X_d représente la réactance synchrone longitudinale saturée du groupe de production et X_s la réactance équivalente entre les bornes du groupe de production et le « barre à puissance infinie », y compris la réactance du transformateur élévateur du groupe de production, la LSS est un arc centré sur l'axe X, dont le centre et le rayon sont quantifiables au moyen des équations suivantes :

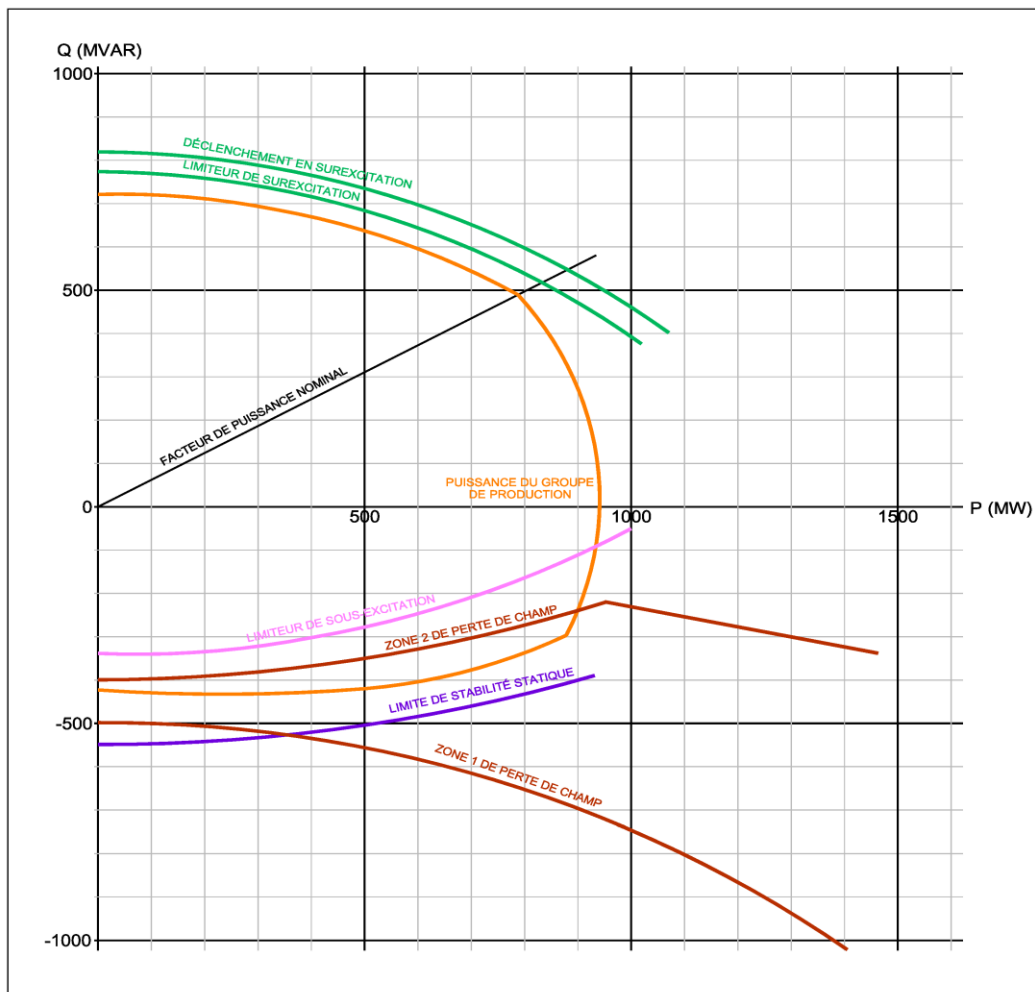
$$C = (X_d - X_s)/2$$

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

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

Section G – Annexe 1

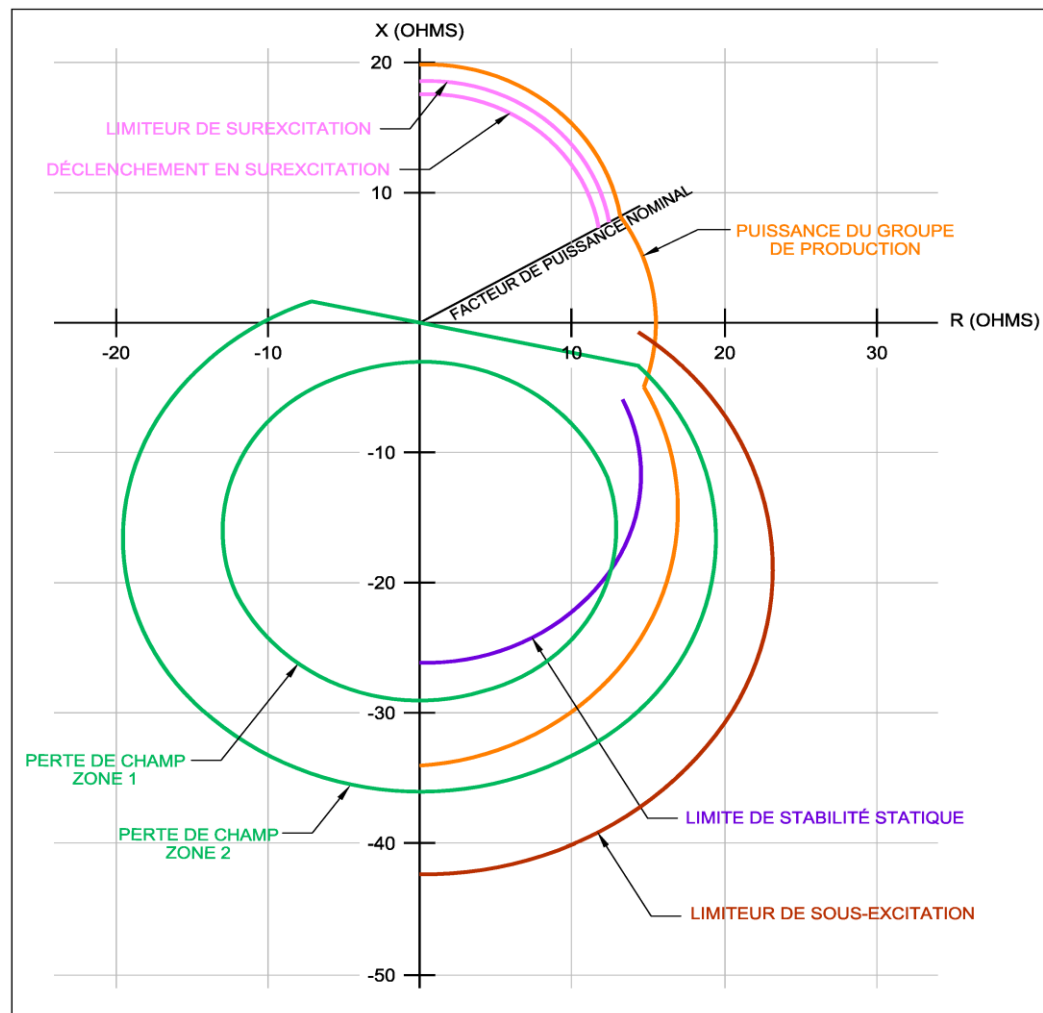
Exemple de caractéristiques et de valeurs de limiteurs et de dispositifs de protection sur un graphique P-Q à la tension et à la fréquence nominales



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

Section G – Annexe 2

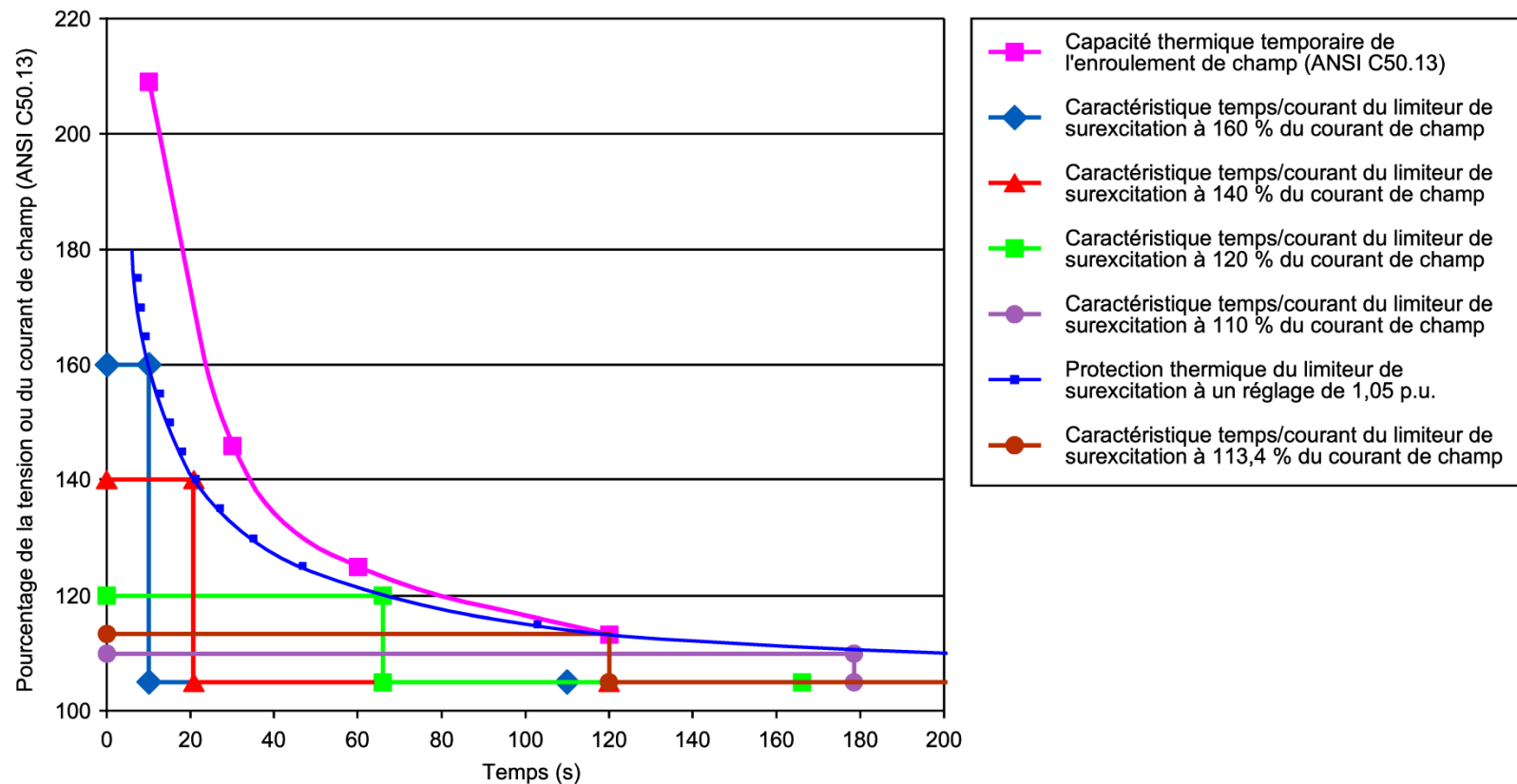
Exemple de caractéristiques et de valeurs de limiteurs et de dispositifs de protection sur un graphique R-X à la tension et à la fréquence nominales



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

Section G – Annexe 3

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



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

Annexe QC-PRC-019-1

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

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

A. Introduction

1. **Titre :** Coordination des caractéristiques des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production
2. **Numéro :** PRC-019-1
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles**
Aucune disposition particulière
 - 4.2. **Installations**
 - 4.2.1 Groupe de production faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP).
 - 4.2.2 Compensateur synchrone faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP).
 - 4.2.3 Centrale ou installation de production faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP).
 - 4.2.4 Aucune disposition particulière
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**
 - 1.1. **Responsabilité de la surveillance de l'application des normes**
La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.
 - 1.2. **Conservation des pièces justificatives**
Aucune disposition particulière
 - 1.3. **Processus de surveillance et de mise en application des normes :**

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

Annexe QC-PRC-019-1

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

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

G. Référence

Aucune disposition particulière

Section G-Annexe 1

Aucune disposition particulière

Section G-Annexe 2

Aucune disposition particulière

Section G-Annexe 3

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx-mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Performance des programmes de délestage en sous-tension
2. **Numéro :** PRC-022-1
3. **Objet :** Donner l'assurance que les programmes de délestage en sous-tension fonctionnent comme prévu afin de réduire le risque d'un affaissement ou d'une instabilité de la tension sur le *système de production-transport d'électricité* (BES).
4. **Applicabilité**
 - 4.1. *Exploitant de réseau de transport* qui met en œuvre un programme de délestage en sous-tension
 - 4.2. *Distributeur* qui met en œuvre un programme de délestage en sous-tension.
 - 4.3. *Responsable de l'approvisionnement* qui met en œuvre un programme de délestage en sous-tension.
5. **Date d'entrée en vigueur :** 1^{er} mai 2006

B. Exigences

- E1. Chaque *exploitant de réseau de transport*, chaque *responsable de l'approvisionnement* et chaque *distributeur* qui met en œuvre un programme de délestage en sous-tension en vue de réduire le risque d'un affaissement ou d'une instabilité de la tension sur le BES doit analyser et documenter tous les bons fonctionnements et tous les *fonctionnements incorrects* de délestage en sous-tension. L'analyse doit comprendre :
 - E1.1. une description de l'événement y compris des conditions à son origine,
 - E1.2. un examen des points de consigne et des temps de déclenchement associés au délestage en sous-tension,
 - E1.3. une simulation de l'événement, si l'*organisation régionale de fiabilité* la juge utile. Dans la plupart des cas, il peut ne pas être nécessaire d'effectuer des simulations dynamiques et une analyse de la séquence des événements peut être suffisante,
 - E1.4. un résumé des résultats,
 - E1.5. un plan d'actions correctives établi à la suite de chaque *fonctionnement incorrect* pour empêcher qu'il ne s'en reproduise d'autres de nature similaire.
- E2. Chaque *exploitant de réseau de transport*, chaque *responsable de l'approvisionnement* et chaque *distributeur* qui met en œuvre un programme de délestage en sous-tension doit fournir la documentation sur son analyse de la performance du programme de délestage en sous-tension à son *organisation régionale de fiabilité* dans les 90 jours civils suivant une demande. **(Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)**

C. Mesures

- M1. Chaque *exploitant de réseau de transport*, chaque *responsable de l'approvisionnement* et chaque *distributeur* qui met en œuvre un programme de délestage en sous-tension doit avoir la documentation sur ses analyses des bons fonctionnements et des *fonctionnements incorrects* de délestage en sous-tension conformément aux exigences 1.1 à 1.5.
- M2. Chaque *exploitant de réseau de transport*, chaque *responsable de l'approvisionnement* et chaque *distributeur* qui met en œuvre un programme de délestage en sous-tension doit avoir les pièces justificatives attestant qu'il a fourni la documentation sur son analyse de la

performance de ce programme dans les 90 jours civils suivant une demande de *l'organisation régionale de fiabilité*. (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. Périodicité de la surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Une année civile.

1.3. Conservation des données

Chaque *exploitant de réseau de transport*, chaque *responsable de l'approvisionnement* et chaque *distributeur* qui met en œuvre un programme de délestage de charge en sous-tension doit conserver la documentation sur ses analyses des bons fonctionnements et des *fonctionnements incorrects* de délestage en sous-tension pendant deux ans. Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit conserver les données sur les audits pendant trois ans.

1.4. Autres informations sur la conformité

L'*exploitant de réseau de transport*, le *responsable de l'approvisionnement* et le *distributeur* doit justifier de sa conformité au moyen d'une déclaration sur la conformité ou d'un audit (périodique, dans le cadre d'une surveillance ciblée ou à la suite d'une plainte ou d'un événement), tel que déterminé par le *responsable de la surveillance de la conformité*.

2. Niveaux de non-conformité :

2.1. Niveau 1 : Sans objet

2.2. Niveau 2 : La documentation sur l'analyse de la performance du programme de délestage en sous-tension a été fournie, mais il y manquait un des cinq éléments définis à l'exigence E1.

2.3. Niveau 3 : La documentation sur l'analyse de la performance du programme de délestage en sous-tension a été fournie, mais il y manquait au moins deux des cinq éléments définis à l'exigence E1.

2.4. Niveau 4 : La documentation sur l'analyse de la performance du programme de délestage en sous-tension n'a pas été fournie.

E. Différences régionales

Aucune identifiée.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1 ^{er} décembre 2005	<ol style="list-style-type: none"> 1. Suppression de la virgule après « 2004 », sous « Development Steps Completed » #1. 2. Remplacement de certains traits d'union (-) par des tirets demi-cadrats (—) ou des cadrats (—). 3. Insertion de minuscules dans les mots « region », « board » et « regional » partout où cela est approprié dans le document. 4. Ajout ou suppression de « points » au besoin. 5. Remplacement de « Timeframe » par « Time Frame » dans la rubrique D. 1.2. 	2006/01/20
1	7 février 2006	Adoptée par le Conseil d'administration de la NERC.	
1	16 mars 2007	Approuvée par la FERC.	
1	7 février 2013	Approbation du retrait de l'exigence E2 et les éléments associés par le conseil d'administration de la NERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (« Project 2013-02 »). En attente d'approbation réglementaire.	
1	21 novembre 2013	Approbation du retrait de l'exigence E2 et les éléments associés par la FERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (« Project 2013-02 »).	

Norme PRC-022-1 — Performance des programmes de délestage en sous-tension

Annexe QC-PRC-022-1

Dispositions particulières de la norme PRC-022-1 applicables au Québec

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

A. Introduction

1. **Titre :** Performance des programmes de délestage en sous-tension
2. **Numéro :** PRC-022-1
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :** Aucune disposition particulière
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences

- E1. Aucune disposition particulière
 - E1.1. Aucune disposition particulière
 - E1.2. Aucune disposition particulière
 - E1.3. une simulation de l'événement, si la Régie de l'énergie la juge utile. Dans la plupart des cas, il peut ne pas être nécessaire d'effectuer des simulations dynamiques et une analyse de la séquence des événements peut être suffisante,
 - E1.4. Aucune disposition particulière
- E2. Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

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

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.
 - 1.2. **Périodicité de la surveillance de la conformité et délai de retour en conformité**

Aucune disposition particulière
 - 1.3. **Conservation des données**

Aucune disposition particulière
 - 1.4. **Autres informations sur la conformité**

Aucune disposition particulière

Norme PRC-022-1 — Performance des programmes de délestage en sous-tension

Annexe QC-PRC-022-1

Dispositions particulières de la norme PRC-022-1 applicables au Québec

2. Niveaux de non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx-mois-201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Capacité de charge des relais de transport
2. **Numéro :** PRC-023-3
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 réglés pour détecter de façon fiable toutes les situations de défauts 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-023-3 et appliqués 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 un ou des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-3 et appliqués aux bornes des circuits définis en 4.2.1 (*Circuits visés par les exigences E1 à E5*).
- 4.1.3 *Distributeur* ayant un ou des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-3 et appliqués aux bornes des circuits définis en 4.2.1 (*Circuits visés par les exigences E1 à E5*), pourvus que ces circuits ont 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 exporter 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 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 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 exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES. Les *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 exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES. Les *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

5. Dates d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences

E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit utiliser l'un des critères suivants (exigence E1, critères 1 à 13) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que ses 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 conditions 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 la non-conformité(VRF) : élevé] [Horizon : planification à long terme]

Critères :

1. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 150 % de la *caractéristique assignée saisonnière d'une installation* la plus élevée d'un circuit pour la durée de charge disponible dont on dispose qui est le plus près de 4 heures (exprimée en ampères).
2. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de la *caractéristique assignée saisonnière d'une installation* sur 15 minutes la plus élevée d'un circuit¹ (exprimée en ampères).
3. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils n'opèrent 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 soit une réactance ou une impédance complexe) du circuit (exprimée en ampères), en utilisant l'un des éléments suivants pour effectuer le calcul ou transfert de puissance :
 - une source infinie (impédance de source nulle) avec une tension de 1,00 p.u. à chaque extrémité de la ligne ;

¹ Lorsqu'une caractéristique assignée sur 15 minutes a été calculée et publiée pour l'exploitation en temps réel, la caractéristique assignée sur 15 minutes peut être utilisée pour définir l'exigence de capacité de charge des relais de protection.

- une impédance à chaque extrémités 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 les lignes de transport à compensation série de sorte qu'ils n'opèrent 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 de réseau à faible source de sorte qu'ils ne se déclenchent 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 n'opèrent 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 appliqués au côté réseau de lignes de transport qui desservent une charge distante du réseau de sorte qu'ils n'opèrent 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 appliqués au côté charge de lignes de transport qui desservent une charge distante du réseau de sorte qu'ils n'opèrent 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 de transformateur contre les défauts et les relais de ligne de transport installés de lignes de transport qui se terminent uniquement par un transformateur de sorte que les relais n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à la plus grande des valeurs suivantes :
 - 150 % de la caractéristique assignée de la plaque signalétique du transformateur (exprimée en ampères), y compris les caractéristiques assignées de refroidissement forcé correspondant aux équipements de refroidissement supplémentaires installés ;
 - 115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence la plus élevée établie par l'exploitant.
 - 10.1 Régler les relais de protection de transformateur contre les défauts sensibles à la charge, le cas échéant, de sorte que les réglages de protection n'exposent pas le transformateur à un niveau et à une durée de défaut qui excèdent la capacité de tenue mécanique² du transformateur.

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.

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 un niveau de surcharge égal ou supérieur à 150 % de la caractéristique assignée maximale applicable ou à 115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence de transformateur établie par l'exploitant, selon la plus élevée de ces valeurs, pendant au moins 15 minutes afin de donner le temps à l'exploitant de prendre 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 n'opèrent 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 pour permettre le déclenchement des relais de protection de phase en cas de défauts 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 la 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 la *caractéristique assignée d'installation* du circuit et doit obtenir l'accord du *coordonnateur de la planification*, de l'*exploitant d'installation de transport* et du *coordonnateur de la fiabilité* au sujet de la capacité du circuit calculée. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

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.

- 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 d'installation 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 la 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 la 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 appliquant les critères de l'annexe B de la norme PRC-023-3 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 la non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]
- 6.1** tenir à jour une liste des circuits visés par la norme PRC-023-3, conformément aux dispositions de l'annexe B, en identifiant la première année civile au cours de laquelle s'appliquent tout critère de l'annexe B de la norme PRC-023-3 ;
- 6.2** fournir la liste des circuits à tous les *coordonnateurs de la fiabilité, propriétaires d'installation de transport, propriétaires d'installation de production, et distributeurs* à l'intérieur de sa zone de planification dans les 30 jours civils suivant l'établissement de la liste initiale et dans les 30 jours civils suivant toute modification apportée à la liste.

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 défauts 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 sur les *caractéristiques assignées des installations*), attestant qu'il a considéré la capacité de circuit calculée comme étant a *caractéristique assignée d'installation*

du circuit, et doit avoir les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant que les caractéristiques assignées *d'installation* résultantes ont été acceptées par son *coordonnateur de la planification*, son *exploitant d'installation de transport* et son *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 à son *coordonnateur de la planification*, à son *exploitant d'installation de transport* et son *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 soit 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 soit 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'écoulement 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-023-3 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 de la surveillance de l'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « responsable de la surveillance de l'application des normes » désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité 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 de la surveillance de l'application des normes 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 de la surveillance de la conformité* doit conserver les dossiers de dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés ou 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 volontaire

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité de la non-conformité :

	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 ses 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 ne s'est pas assurée que ses éléments de blocage sur perte de synchronisme sont réglés pour permettre le déclenchement des relais de protection de phase en cas de défauts 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-023-3 – 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 le caractère assignée d'installation du circuit.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas reçu l'approbation du coordonnateur de la planification, de l'exploitant d'installation de transport et du coordonnateur de la fiabilité relativement à la capacité de circuit calculée.</p>
E4	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable n'a pas fourni au coordonnateur de la planification, à l'exploitant d'installation de transport et au coordonnateur de la fiabilité une liste à jour des circuits associés à 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'entité régionale une liste à jour des circuits associés à 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 de l'exigence E6, 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 de l'exigence E6, mais il n'a pas indiqué l'année civile à compter 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</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 de l'exigence E6, 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 un intervalle d'au plus 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6, 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 sa création ou sa mise à jour. (Alinéa 6.2)</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas 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</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 un intervalle d'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 un intervalle d'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 désignés conformément à l'exigence E6. (Alinéa 6.1)</p> <p>OU</p>

Norme PRC-023-3 – Capacité de charge des relais de transport

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
		<p>lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6, 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 sa création ou sa mise à jour. (Alinéa 6.2)</p>		<p><i>Le coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec un intervalle d'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 n'a pas 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 ou il leur a fourni cette liste plus de 60 jours après l'avoir établie ou mise à jour. (Alinéa 6.2)</p> <p>OU</p> <p><i>Le coordonnateur de la planification</i> n'a pas déterminé les circuits de sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme.</p>

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-023-3 – 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.

PRC-023-3 – Annexe A

- 1.** La présente norme porte sur les fonctions de protection qui peuvent déclencher, 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** verrouillage par comparaison directionnelle (DCB) ;
 - 1.5.4** déverrouillage par comparaison directionnelle (DCUB).
 - 1.6.** éléments de surveillance de surintensité de phase (détecteurs de défaut de phase) basée sur un courant avec fonctions de communication (fil pilote, comparaison de phases et courant différentiel de ligne) capable 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 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-023-3 – 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 confirmé par le *coordonnateur de la planification* concerné.
- B2.** Le circuit est une *installation* surveillée d'une limite 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 (tel qu'entendu par 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 cours de la séquence ci-dessous d'analyse des écoulements de puissance⁴ effectuée par le *coordonnateur de la planification* pour l'horizon de planification de un à cinq ans :
 - a.** Simulation de combinaisons de contingences doubles sélectionnées selon des principes d'ingénierie, sans modification manuelle des réglages du réseau entre les deux contingences (reflète 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 d'un circuit exploité entre 100 et 200 kV, évaluation de 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'une installation* peuvent être utilisées dans l'étude d'écoulement de puissance pour un circuit, le seuil sélectionné sera basé sur des caractéristiques assignées d'installation du circuit qui correspondent à la durée de surcharge la plus proche de quatre heures.
 - d.** Le seuil servant à la sélection du circuit varie selon la durée de charge hypothétique utilisée pour établir les *caractéristiques assignées d'une 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 la dernière évaluation.

- i. Si les *caractéristiques assignées d'une 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 de l'installation*
 - ii. Si les *caractéristiques assignées d'une 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 de l'installation* ;
 - iii. Si les *caractéristiques assignées d'une 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 de l'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

Norme PRC-023-3 — Capacité de charge des relais de transport

Annexe QC-PRC-023-3

Dispositions particulières de la norme PRC-023-3 applicables au Québec

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

A. Introduction

1. **Titre :** Capacité de charge des relais de transport
2. **Numéro :** PRC-023-3
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
Aucune disposition particulière
 - 4.2. **Circuits :**
La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : le xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : le xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : le xx mois 201x

B. Exigences

- E1. **Disposition particulière applicable au critère 10:**
Remplacer la valeur de réglage de 115% par 105%.
- 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 la Régie de l'énergie au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations, afin de permettre à celle-ci de dresser une liste de tous les circuits dont les réglages de relais de protection limitent la capacité du circuit.

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**
 - 1.1. **Responsable de la surveillance de l'application des normes**
La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.
 - 1.2. **Conservation des données**
Aucune disposition particulière
 - 1.3. **Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité**

Norme PRC-023-3 — Capacité de charge des relais de transport

Annexe QC-PRC-023-3

Dispositions particulières de la norme PRC-023-3 applicables au Québec

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Document technique de référence supplémentaire

Aucune disposition particulière

PRC-023 – Annexe A

Aucune disposition particulière

PRC-023 – Annexe B

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	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-024-1**
- 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 :**
 - 5.1** Dans les territoires où une approbation réglementaire est requise :
 - 5.1.1** Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir vérifié qu'au moins 40 % de ses *installations* sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.
 - 5.1.2** Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir vérifié qu'au moins 60 % de ses *installations* sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.
 - 5.1.3** Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir vérifié qu'au moins 80 % de ses *installations* sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.
 - 5.1.4** Le premier jour du premier trimestre civil à survenir cinq années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir vérifié que 100 % de ses *installations* sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.
 - 5.2** Dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas requise :
 - 5.2.1** Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux années civiles après l'adoption par le Conseil d'administration, chaque propriétaire d'installation de production doit avoir vérifié qu'au moins 40 % de ses *installations* sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.

- 5.2.2** Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois années civiles après l'adoption par le Conseil d'administration, chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir vérifié qu'au moins 60 % de ses *installations* sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.
- 5.2.3** Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre années civiles après l'adoption par le Conseil d'administration, chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir vérifié qu'au moins 80 % de ses *installations* sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.
- 5.2.4** Le premier jour du premier trimestre civil à survenir cinq années civiles après l'adoption par le Conseil d'administration, chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir vérifié que 100 % de ses *installations* sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.

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 suivantes : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

- Un groupe de production peut déclencher 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 déclencher si l'élimination d'un défaut dans le réseau nécessite la déconnexion du groupe de production.
- Un groupe de production peut déclencher 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.

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 raccordement²) 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-024. 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 la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

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 Aux fins de la présente norme, le point de raccordement désigne le côté transport (haute tension) du transformateur élévateur de groupe de production.

Norme PRC-024-1 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

- Un groupe de production peut déclencher conformément à un *automatisme de réseau* ou à un *plan de défense*(RAS).
- Un groupe de production peut déclencher si l'élimination d'un défaut dans le réseau nécessite la déconnexion du groupe de production.
- Un groupe de production peut déclencher 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 déclencher 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'équipement³ 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 la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

E3.1. 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 :

- 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,

³ 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.

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 requis. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification en temps différé*]

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, tel que 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, tel que 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 3) qui ont entraîné une dérogation aux exigences E1 ou E2 conformément à l'exigence E3, tel qu'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, tel que 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 de la surveillance de l'application des normes

L'entité régionale joue le rôle de *responsable de la surveillance de l'application des normes* (CEA), à moins que l'entité 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 preuves indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le responsable de la surveillance de l'application des normes peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver 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 de la surveillance de 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 volontaire

Plainte

1.4 Autres informations sur la conformité

Aucune

Norme PRC-024-1 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

E#	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le propriétaire d'installation de production 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.

Norme PRC-024-1 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

E#	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>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.</p>

Norme PRC-024-1 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

E#	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. OU 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>

Norme PRC-024-1 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

E#	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
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

Historique des versions

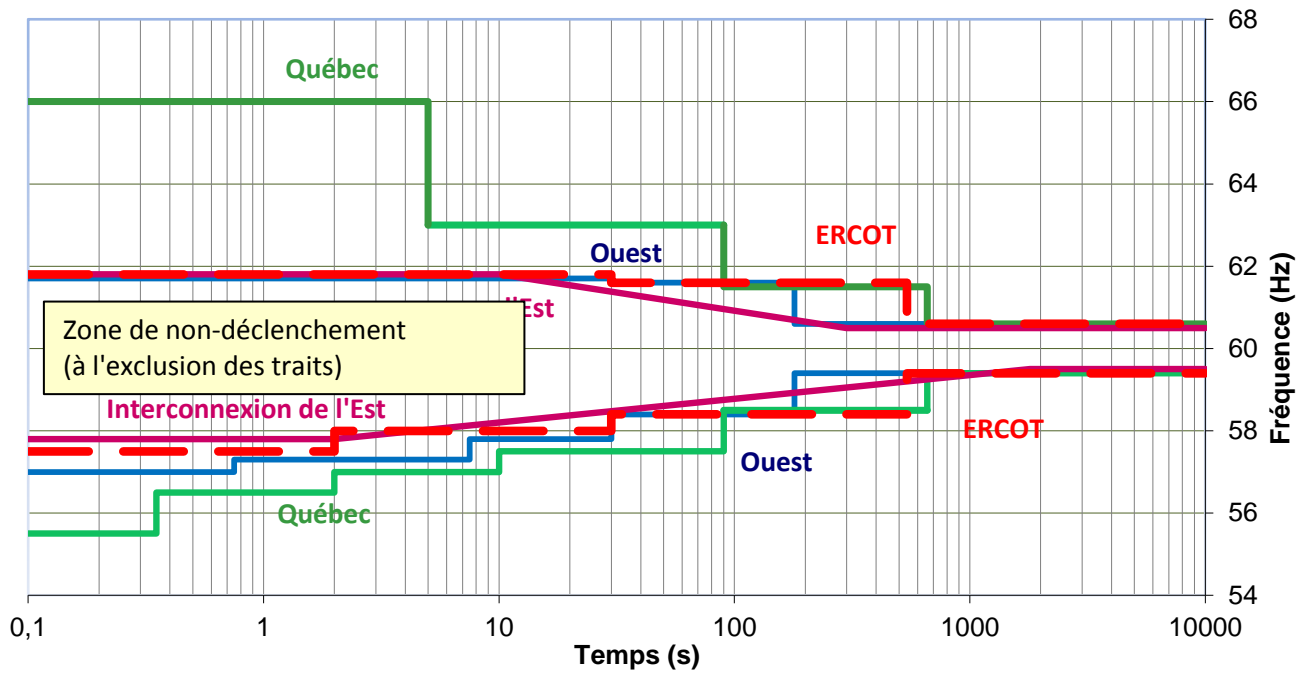
Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	9 mai 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	
1	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-024-1. (l'ordonnance entre en vigueur le 1 ^{er} juillet 2016.)	

G. Références

1. « 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

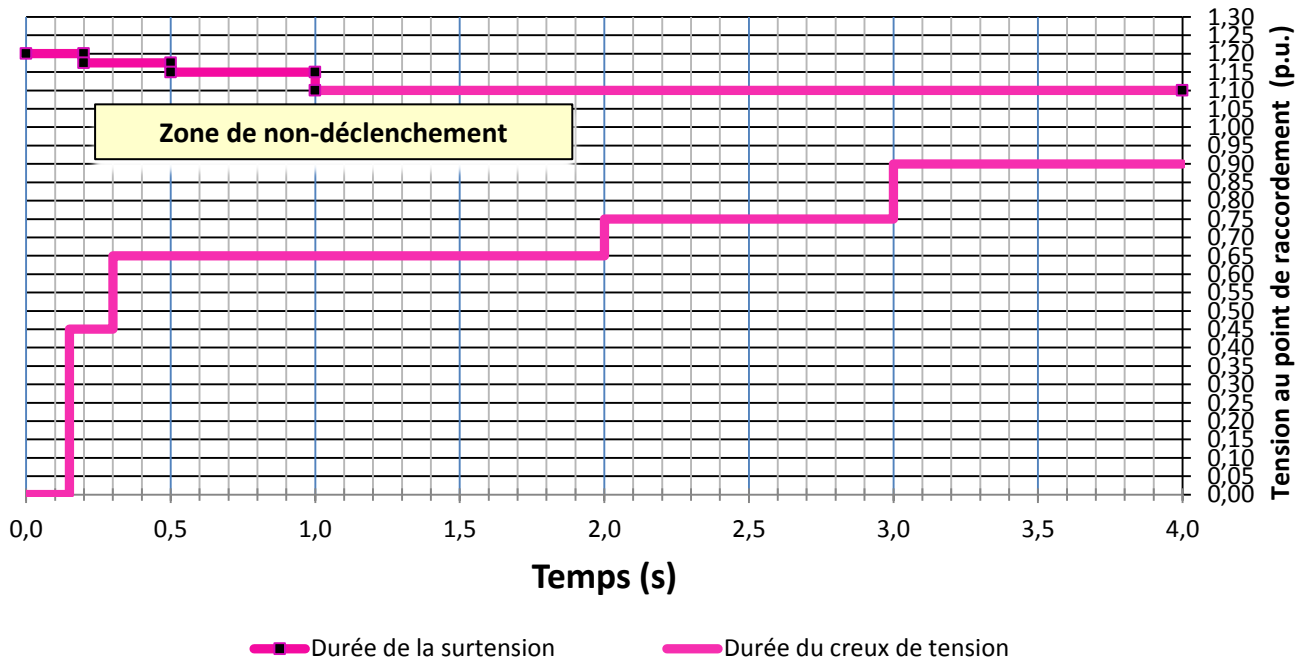
Durée de surfréquence		Durée de sous-fréquence	
Fréquence (Hz)	Temps (s)	Fréquence (Hz)	Temps (s)
$> 66,0$	Déclenchement instantané	$< 55,5$	Déclenchement instantané
$\geq 63,0$	5	$\leq 56,5$	0,35
$\geq 61,5$	90	$\leq 57,0$	2
$\geq 60,6$	660	$\leq 57,5$	10
$< 60,6$	Fonctionnement continu	$\leq 58,5$	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)
$\geq 1,200$	Déclenchement instantané	$< 0,45$	0,15
$\geq 1,175$	0,20	$< 0,65$	0,30
$\geq 1,15$	0,50	$< 0,75$	2,00
$\geq 1,10$	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, vous pouvez 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.

Norme PRC-024-1 — Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

Annexe QC-PRC-024-1

Dispositions particulières de la norme PRC-024-1 applicables au Québec

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

A. Introduction

1. **Titre :** Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production
2. **Numéro :** PRC-024-1
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
Fonctions :
Aucune disposition particulière
Installations :
La présente norme s'applique seulement aux installations du réseau de transport principal (RTP).
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**
 - 1.1. **Responsable de la surveillance de l'application des normes**
La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.
 - 1.2. **Conservation des données**
Aucune disposition particulière
 - 1.3. **Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité :**
Aucune disposition particulière
 - 1.4. **Autres informations sur la conformité**
Aucune disposition particulière

Norme PRC-024-1 — Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

Annexe QC-PRC-024-1

Dispositions particulières de la norme PRC-024-1 applicables au Québec

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

G. Références

Aucune disposition particulière

PRC-024-1 — Annexe 1

Aucune disposition particulière

PRC-024-1 — Annexe 2

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx-mois, 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Capacité de charge des relais de groupe de production
2. **Numéro :** PRC-025-1
Objet : Régler les relais de protection sensibles à la charge associés aux *installations* de production de manière à éviter les déclenchements inutiles des groupes de production pendant une perturbation du réseau pour des conditions qui ne posent pas de risque de dommage à l'équipement associé.
3. **Applicabilité :**
 - 3.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 3.1.1. *Propriétaire d'installation de production* qui utilise des relais de protection sensibles à la charge aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 3.2, *Installations*.
 - 3.1.2. *Propriétaire d'installation de transport* qui utilise des relais de protection sensibles à la charge aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 3.2, *Installations*.
 - 3.1.3. *Distributeur* qui utilise des relais de protection sensibles à la charge aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 3.2, *Installations*.
 - 3.2. **Installations :** Les *éléments* suivants associés aux groupes de production et aux centrales du *système de production-transport d'électricité (BES)*, y compris les groupes et les centrales désignés comme *ressources à démarrage autonome* dans le plan de remise en charge du réseau de l'*exploitant de réseau de transport* :
 - 3.2.1. groupes de production ;
 - 3.2.2. transformateurs élévateurs de groupe de production (GSU) ;
 - 3.2.3. transformateurs de service auxiliaire de groupe (UAT) qui fournissent l'ensemble de l'alimentation nécessaire pour maintenir un ou des groupes de production en service¹ ;
 - 3.2.4. *éléments* qui relient les transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à exporter 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) ;
 - 3.2.5. *éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources dispersées.

¹ Ces transformateurs, peu importe leur dénomination, servent à fournir l'ensemble de l'alimentation auxiliaire de la centrale lorsque les groupes sont en marche. La perte de ces transformateurs entraîne le retrait du service des groupes de production. Se reporter à la section Principes directeurs et fondements techniques de la norme PRC-025-1 pour plus de détails sur les transformateurs de service auxiliaire de groupe.

4. Contexte :

Après l'analyse d'un bon nombre des perturbations importantes survenues depuis 25 ans dans le réseau électrique interconnecté de l'Amérique du Nord on a découvert que des groupes de production ont déclenché à cause de conditions qui ne présentaient apparemment pas de risque direct pour ces groupes ou pour les équipements associés au cours de la période en question. Ces déclenchements ont souvent augmenté l'étendue ou la durée de la perturbation. Ce phénomène a été reconnu comme un facteur important dans la panne générale survenue en août 2003 dans le nord-est du continent nord-américain².

Pendant la phase de rétablissement d'une perturbation, la perturbation peut montrer un comportement de « perturbation de tension » où la tension du réseau peut chuter fortement et fluctuer. Afin de soutenir le réseau pendant cette phase transitoire d'une perturbation, la présente norme établit des critères pour que les relais de protection sensibles à la charge soient réglés de façon que les groupes de production individuels puissent fournir de la puissance réactive, dans les limites de leur capacité dynamique, pendant ces périodes transitoires pour aider le réseau à se rétablir de la perturbation de tension. Le déclenchement prématuré ou inutile de groupes de production entraînant la perte de puissance réactive dynamique, aggrave la perturbation de tension et modifie ainsi le caractère de la perturbation du réseau. De plus, la perte de puissance active pourrait déclencher ou exacerber une perturbation de fréquence.

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

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *propriétaire d'installation de production, propriétaire d'installation de transport et distributeur* doit appliquer les réglages conformément à l'annexe 1, *Réglages des relais*, de la norme PRC-025-1 pour chaque relais de protection sensible à la charge, tout en maintenant une protection fiable contre les défauts. [*Facteur de risque(VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]

M1. Pour chaque relais de protection sensible à la charge, chaque *propriétaire d'installation de production, propriétaire d'installation de transport et distributeur* doit avoir des pièces justificatives (résumés de calculs, feuilles de chiffrier, rapports de simulation, fiches de réglage, etc.) attestant l'application des réglages conformément à l'annexe 1 de la norme PRC-025-1 : Réglages des relais.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

Tel que défini dans les règles de procédure de la NERC, le terme « responsable de la surveillance de l'application des normes » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance et de mise en application des normes de fiabilité de la NERC.

² Groupe de travail États-Unis-Canada sur la panne de courant, *Interim Report: Causes of the August 14th Blackout in the United States and Canada*, novembre 2003 <http://www.nerc.com/docs/docs/blackout/814BlackoutReport.pdf>

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

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

- Le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* doivent conserver les pièces justificatives de l'exigence E1 et la mesure M1 pour les trois années civiles les plus récentes.
- Si un *propriétaire d'installation de production*, un *propriétaire d'installation de transport* ou un *distributeur* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

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

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

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration volontaire

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification à long terme	Élevé	Sans objet	Sans objet	Sans objet .	Le propriétaire d'installation de production, le propriétaire d'installation de transport ou le distributeur n'a pas appliqué les réglages prescrits à l'annexe 1 de la norme PRC-025-1 : Réglages des relais, à un relais de protection sensible à la charge.

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Comité sur le contrôle et la protection du réseau (System Protection and Control Subcommittee) de la NERC, juillet 2010, « Power Plant and Transmission System Protection Coordination »
 IEEE C37.102-2006, Guide for AC Generator Protection

PRC-025-1 – Annexe 1 : Réglages des relais

Introduction

La présente norme n'oblige pas le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *distributeur* à utiliser les fonctions de protection indiquées au tableau 1. Chaque *propriétaire d'installation de production*, chaque *propriétaire d'installation de transport* et chaque *distributeur* qui applique des relais de protection sensibles à la charge sur leurs *éléments* listés à l'alinéa 3.2, *Installations*, doit utiliser une des options du tableau 1, Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais (« le Tableau 1 »), pour régler chaque élément de relais de protection sensible à la charge conformément à son application et au type de relais. La tension de barre est liée aux critères pour les diverses applications indiquées au Tableau 1.

Groupes de production

Les valeurs des critères de réglage d'activation de relais pour les groupes synchrones sont établies à partir de la capacité de puissance active brute maximale du groupe, en mégawatts (MW), telle que déclarée au *planificateur de réseau de transport*, et à partir de la capacité de puissance réactive du groupe, en mégavoltampères réactifs (Mvar), selon la valeur en MW calculée d'après la caractéristique assignée du groupe en mégavoltampères (MVA) au facteur de puissance nominal. Si différentes capacités saisonnières sont déclarées, la capacité maximale devra être utilisée aux fins de la présente norme.

Les valeurs des critères de réglage d'activation de relais pour les groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur), sont dérivées à partir de la puissance complexe globale maximale de l'installation, en MVA, déclarée au *planificateur de réseau de transport*, y compris les Mvar produits par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive.

Dans le cas d'application où des groupes synchrones et asynchrones sont combinés à un transformateur élévateur de groupe ou sur des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe (GSU) au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à exporter 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), les critères de réglage d'activation doivent être déterminés par addition vectorielle des critères de réglage pour chaque type de groupe, et avec la tension de barres qui correspond à l'application et au type de relais du groupe synchrone.

Transformateurs

Les calculs qui tiennent compte du rapport d'enroulement de transformateur GSU doivent utiliser la prise effectivement appliquée (en service), dans le cas de transformateurs GSU à changeurs de prise à vide (DETC). Si des changeurs de prise en charge (LTC) sont utilisés, les calculs doivent tenir compte de la prise qui entraîne la tension la plus faible à la barre de groupe. Si le critère spécifie l'utilisation de l'impédance du transformateur GSU, l'impédance nominale au rapport d'enroulement nominal du transformateur GSU doit être utilisé.

Les applications dont la topologie est plus complexe, par exemple des groupes de production reliés à un transformateur à enroulements multiples, ne sont pas directement abordées par les critères du tableau 1. Ces topologies peuvent donner lieu à des transits de puissance complexes, et des simulations peuvent être nécessaires pour éviter, en voulant simplifier les calculs, d'adopter des hypothèses trop prudentes. Les entités avec ces topologies devraient alors régler leurs relais de manière qu'ils n'opèrent pas et ne se déclenchent pas dans les conditions abordées par la présente norme.

Lignes multiples

Les applications qui utilisent une topologie plus complexe, par exemple des lignes multiples qui relient des transformateurs élévateurs de groupe (GSU) au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à exporter 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), ne sont pas directement abordés par les critères du Tableau 1. Ces topologies peuvent donner lieu à des transits de puissance complexes, et des simulations peuvent être nécessaires pour éviter, en voulant simplifier les calculs, d'adopter des hypothèses trop prudentes. Les entités avec ces topologies doivent alors régler leurs relais de manière qu'ils n'opèrent pas dans les conditions visées par la présente norme.

Exclusions

La présente norme ne s'applique pas aux systèmes de protection suivants :

- 1 éléments de relais qui sont en service seulement pendant le démarrage ;
- 2 éléments de relais de protection sensibles à la charge qui sont armés seulement lorsque le groupe de production n'est pas relié au réseau (par exemple des éléments de surintensité de circuit non directionnels utilisés en combinaison avec des systèmes de protection contre la mise sous tension accidentelle ou le contournement électrique de disjoncteurs ouverts) ;
- 3 éléments de relais de protection sensibles à la charge qui sont armés seulement lorsque le groupe de production n'est pas relié au réseau (par exemple des éléments de surintensité de circuit non directionnels utilisés en combinaison avec des systèmes de protection contre la mise sous tension accidentelle ou le contournement électrique de disjoncteurs ouverts) ;
- 4 éléments de relais de détection de défauts de phase servant à superviser d'autres éléments de distance de phase sensibles à la charge (par exemple pour prévenir tout fonctionnement intempestif en cas de perte de potentiel) pourvu que l'élément de distance soit réglé conformément à la présente norme ;
- 5 éléments de relais de protection qui sont activés seulement en cas de défaillance d'autres éléments de protection (par exemple des éléments de surintensité de courant qui sont activés seulement en cas de perte de potentiel) ;
- 6 éléments de relais de protection utilisés seulement pour des *automatismes de réseau* visés par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou régionale ;
- 7 systèmes de protection qui détectent les surcharges de groupe et qui sont conçus pour agir en coordination avec la capacité court terme du groupe selon une caractéristique inverse extrême réglée pour un délai d'intervention d'au moins 7 secondes à 218 % du courant à pleine charge (par exemple le courant d'armature nominal), et pour prévenir le fonctionnement à moins de 115 % du courant à pleine charge³ ;
- 8 systèmes de protection qui détectent les surcharges de transformateur et qui sont conçus pour intervenir seulement pendant les périodes où l'opérateur a au moins 15 minutes pour répondre aux conditions de surcharge ;

³ IEEE C37.102-2006, "Guide for AC Generator Protection", article 4.1.1.2.

Tableau 1

Le tableau 1 qui commence à la page suivante est structuré et mis en page de manière à aider le lecteur à identifier une option pour un relais de protection donné sensible à la charge.

La première colonne indique l'application (par exemple groupes de production synchrones ou asynchrones, transformateurs élévateurs de groupe, transformateurs de service auxiliaire et *éléments* qui relient des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES. Les *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale). Des bandes horizontales bleu foncé sauf l'en-tête qui se répète à chaque page délimitent les diverses applications.

La deuxième colonne présente les relais de protection sensibles à la charge (21, 50, 51, 51V-C, 51V-R ou 67) qui correspondent à l'application de la première colonne. Les démarcations entre les différents types de relais pour une application donnée sont signalées par des bandes horizontales bleu clair. Ces bandes horizontales ne contiennent pas de texte.

La troisième colonne utilise la numérotation alphanumérique des options possibles de réglage des relais de protection sensibles à la charge pour l'application et le type de relais. Une autre bande horizontale bleu clair, plus courte et contenant le mot « OU », signale au lecteur que plusieurs options existent pour déterminer la tension au jeu de barres et les critères de réglage (quatrième et cinquième colonnes, respectivement). Les colonnes « tension de barre » et « critères de réglage d'activation » présentent les critères pour déterminer le réglage approprié.

De plus, le tableau est formaté en mettant une trame de fond qui signale les groupes de relais associés aux applications de groupe asynchrone. Les applications de groupe synchrone et de transformateur de service auxiliaire de groupe ne sont pas tramées. Aussi, des zones tampons intentionnelles sont insérées afin que les options semblables soient présentées autant que possible sur une même page. Il est à noter que pour certaines applications, les options disponibles peuvent s'étendre sur plus d'une page.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Groupes synchrones, ou éléments utilisés pour le regroupement de la production de ressources dispersées	Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i>	1a	Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		1b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur (y compris le rapport de transformation et l'impédance)	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
OU					

⁴ Dans le cas d'un transformateur GSU à changeur de prises hors tension (DETC) les calculs qui utilisent le rapport d'enroulement du transformateur élévateur de groupe doivent utiliser la prise du transformateur qui est effectivement en service. Si des changeurs de prise de charge (LTC) sont utilisés, les calculs doivent tenir compte de la prise qui entraîne la tension la plus faible à la barre du groupe. Si le critère spécifie l'utilisation de l'impédance du transformateur GSU, l'impédance de la plaque signalétique pour le rapport d'enroulement nominal du transformateur GSU doit être utilisé.

PRC-025-1 – Capacité de charge des relais de groupe de production

		1c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la puissance réactive maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au planificateur de réseau de transport ; et 2) <i>Puissance réactive</i> produite – 100 % de la puissance réactive brute maximale produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après				

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Groupes synchrones, ou éléments utilisés pour le regroupement de la production de ressources dispersées	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51 ou 51V-R) – à retenue de tension	2a	Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		2b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur (y compris le rapport de transformation et l'impédance)	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		2c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la <i>puissance réactive</i> maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ou; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance réactive brute maximale produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation	

Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après				
	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51V-C) – asservi à la tension (configuré pour fonctionner en fonction de la tension)	3	Tension de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur	La consigne de tension doit être réglée au-dessous de 75 % de la tension calculée au jeu de barres du groupe
Début d'une autre application ci-après				

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
Groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur), ou <i>éléments</i> utilisés pour le regroupement de la production de ressources dispersées	Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i>	4	Tension de barre du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51 ou 51V-R) – à retenue de tension	5	Tension de barre du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51V-C) – asservi à la tension (configuré pour fonctionner en fonction de la tension)	6	Tension de barre du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur	La consigne de tension doit être réglée au-dessous de 75 % de la tension calculée au jeu de barres du groupe

Début d'une autre application à la page suivante

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Transformateurs éleveurs de groupe reliés à des groupes synchrones	Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté basse tension du transformateur éleveur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 14.	7a	Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur éleveur	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		7b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur éleveur (y compris le rapport de transformation et l'impédance)	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
OU					

		7c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la puissance réactive maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après				

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Transformateurs élévateurs reliés à des groupes synchrones	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51) – côté basse tension du transformateur élévateur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 15	8a	Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		8b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur (y compris le rapport de transformation et l'impédance)	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		8c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la puissance réactive maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au planificateur de réseau de transport ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation	
Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après					

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Transformateurs élevateurs reliés à des groupes synchrones	Relais de phase directionnel temporisé à surintensité de courant (67) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté basse tension du transformateur élévateur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 16	9a	Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élevateur	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		9b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur (y compris le rapport de transformation et l'impédance)	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
OU					

PRC-025-1 – Capacité de charge des relais de groupe de production

		9c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la <i>puissance réactive</i> maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
--	--	----	--	--

Début d'une autre application à la page suivante

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
Transformateurs élévateurs reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur)	Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté basse tension du transformateur élévateur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 17	10	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51) – côté basse tension du transformateur élévateur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 18	11	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur, pour les relais à maximum de courant installés sur le côté basse tension	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après			

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Transformateurs élévateurs reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur)	Relais de phase directionnel temporisé à surintensité de courant (67) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté basse tension du transformateur élévateur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 19	12	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)	
Début d'une autre application ci-après					
Transformateurs de service auxiliaire de groupe de production (UAT)	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51) – aux bornes côté haute tension du transformateur de service auxiliaire, le déclenchement du relais entraînant la mise hors circuit du groupe associé	13a	1,0 p.u. de la tension nominale des enroulements du transformateur de service auxiliaire	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 150 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique maximale (en MVA) du transformateur de service auxiliaire	
		OU			
		13b	Tension au jeu de barres du transformateur de service auxiliaire correspondant au courant mesuré	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 150 % du courant mesuré du transformateur de service auxiliaire à la capacité de puissance active brute maximale du groupe déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i>	
Début d'une autre application à la page suivante					

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
Éléments qui relient des transformateurs GSU au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du <i>BES</i> (ces éléments pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés à des	Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté haute tension du transformateur GSU Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 7	14a	0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal

		OU		
		14b	Tension simulée de la ligne correspondant à la <i>puissance réactive</i> maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après				

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Éléments qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du <i>BES</i> (ces éléments pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés à des groupes synchrones	Élément de surveillance de phase à surintensité de courant (50) – associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – côté haute tension du transformateur GSU ; ou relais de phase temporisé à maximum de courant (51) – côté haute tension du transformateur GSU Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 8	15a	0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		15b	Tension simulée de la ligne correspondant à la <i>puissance réactive</i> maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation	
Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après					

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Éléments qui relient des transformateurs GSU au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du <i>BES</i> (ces éléments pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés à des groupes synchrones	Élément directionnel de surveillance de phase à surintensité de courant (67) – associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté haute tension du transformateur GSU ; ou relais de phase directionnel temporisé à maximum de courant (67) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté haute tension du transformateur GSU Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 9	16a	0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		16b	Tension simulée de la ligne correspondant à la <i>puissance réactive</i> maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation	
Début d'une autre application ci-après					

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
<p><i>Éléments</i> qui relient des transformateurs GSU au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du <i>BES</i> (ces <i>éléments</i> pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris des installations avec onduleur)</p>	<p>Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté haute tension du transformateur GSU</p> <p>Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 10</p>	17	1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	<p>Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après</p>			

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension au jeu de barre ⁴	Critères de réglage des relais
<p><i>Éléments</i> qui relient des transformateurs GSU de groupe de production au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du <i>BES</i> (ces <i>éléments</i> pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris des installations avec onduleur)</p>	<p>Élément de surveillance de phase à surintensité de courant (50) – associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – côté haute tension du transformateur GSU ; ou relais de phase temporisé à maximum de courant (51) – côté haute tension du transformateur GSU</p> <p>Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateurGSU, utiliser l'option 11</p>	18	1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Suite de la même application avec un autre type de relais à la page suivante			

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
<p><i>Éléments</i> qui relient des transformateurs GSU au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du <i>BES</i> (ces <i>éléments</i> pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris des installations avec onduleur)</p>	<p>Élément directionnel de surveillance de phase à surintensité de courant (67) – associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté haute tension du transformateur élévateur ; ou relais de phase directionnel temporisé à maximum de courant (67) – côté haute tension du transformateur GSU</p> <p>Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 12</p>	19	1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
Fin du tableau 1				

Justification

Pendant l'élaboration de la présente norme, des boîtes de texte ont été incorporées à la norme pour exposer le justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces boîtes de texte a été transféré dans cette section.

Justification pour E1

L'exigence E1 est une exigence basée sur le risque qui exige de l'entité responsable de prendre en considération chaque relais de protection visé par la norme et d'y appliquer un réglage approprié, d'après ses calculs ou une simulation, pour les conditions indiquées à l'annexe 1.

Les critères de l'annexe 1 représentent des conditions de courte durée pendant lesquelles des *installations* de production sont capables de fournir au réseau de la puissance réactive, et ont été mises hors circuit dans le passé, aggravant ainsi les perturbations dans réseau.

L'expression « tout en maintenant une protection fiable contre les défauts » de l'exigence E1 indique que l'entité responsable doit se conformer à la présente norme tout en respectant ses objectifs de protection. Pour de plus amples renseignements, consulter l'introduction de la section Principes directeurs et fondements techniques.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	15 août 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouvelle norme

Norme PRC-025-1 — Capacité de charge des relais de groupes de production

Annexe QC-PRC-025-1

Dispositions particulières de la norme PRC-025-1 applicables au Québec

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

A. Introduction

1. **Titre :** Capacité de charge des relais de groupes de production

2. **Numéro :** PRC-025-1

Objet : Aucune disposition particulière

3. **Applicabilité :**

3.1. **Entités fonctionnelles :**

Aucune disposition particulière

3.2. **Installations :** Les éléments suivants associés aux groupes de production et aux centrales du *réseau de transport principal (RTP)*, y compris les groupes et les centrales désignés comme *ressources à démarrage autonome* dans le plan de remise en charge du réseau de l'*exploitant de réseau de transport* :

3.2.1. aucune disposition particulière ;

3.2.2. aucune disposition particulière ;

3.2.3. aucune disposition particulière ;

3.2.4. *éléments* qui relient les transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à exporter 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) ;

3.2.5. aucune disposition particulière.

4. **Contexte**

Aucune disposition particulière

5. **Date d'entrée en vigueur :**

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

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

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

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

Norme PRC-025-1 — Capacité de charge des relais de groupes de production

Annexe QC-PRC-025-1

Dispositions particulières de la norme PRC-025-1 applicables au Québec

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

PRC-025-1 – Annexe 1 Réglages des relais

Aucune disposition particulière

Tableau 1

Aucune disposition particulière

Justifications

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx-mois-201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Critères de comportement de la planification du réseau de transport
2. **Numéro :** TPL-001-4
3. **Objet :** Établir des critères de comportement de la planification du réseau de *transport* dans l'horizon de planification, afin de développer un *système de production-transport d'électricité* (BES) qui fonctionnera de façon fiable dans une grande variété de conditions de *réseau* et malgré des *contingences* probables très variées.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles**
 - 4.1.1. *Coordonnateur de la planification*
 - 4.1.2. *Planificateur de réseau de transport*
5. **Date d'entrée en vigueur :** Les exigences E1 et E7 ainsi que les définitions entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois après l'approbation réglementaire appropriée. Dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, les exigences E1 et E7 entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois après l'adoption par le Conseil d'administration, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO.

Sauf dans les cas indiqués ci-après, les exigences E2 à E6 et l'exigence E8 entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après l'approbation réglementaire appropriée. Dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, toutes les exigences, sauf dans les cas indiqués ci-après, entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après l'adoption par le Conseil d'administration, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO.

Pendant 84 mois civils à compter du premier jour du premier trimestre civil à survenir après l'approbation réglementaire appropriée, ou, dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, le premier jour du premier trimestre civil à survenir 84 mois civils après l'adoption par le Conseil d'administration, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, les *plans d'actions correctives* applicables aux catégories de *contingences* et d'événements suivantes, définies au tableau 1 de la norme TPL-001-4, pourront recourir à une *perte de charge non subordonnée* ou à une réduction du *service de transport ferme* (conformément à l'alinéa 2.7.3 de l'exigence E2), mesures qui ne seraient pas normalement admises en vertu de la norme TPL-001-4 :

- P1-2 (pour une interruption contrôlée de l'alimentation électrique à des clients d'un réseau local raccordés à l'élément en *défaut*, ou alimentés par celui-ci)
- P1-3 (pour une interruption contrôlée de l'alimentation électrique à des clients d'un réseau local raccordés à l'élément en *défaut*, ou alimentés par celui-ci)
- P2-1
- P2-2 (plus de 300 kV)
- P2-3 (plus de 300 kV)
- P3-1 à P3-5
- P4-1 à P4-5 (plus de 300 kV)
- P5 (plus de 300 kV)

B. Exigences

- E1.** Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit tenir à jour des modèles de *réseau* pour sa zone aux fins des études nécessaires pour compléter son *évaluation de la planification*. Ces modèles doivent utiliser des données compatibles à celles fournies conformément aux normes MOD-010 et MOD-012, complétées par d'autres sources au besoin, y compris les éléments représentés dans le *plan d'actions correctives*, et doivent représenter les conditions projetées du *réseau*. Ces informations correspondent à la catégorie P0 du tableau 1, qui représente les conditions normales du *réseau*. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- 1.1.** Les modèles de *réseau* doivent représenter :
- 1.1.1.** Les *installations* existantes ;
 - 1.1.2.** Les indisponibilités connues d'*installations* de production ou de *transport* d'une durée d'au moins six mois ;
 - 1.1.3.** Les nouvelles *installations* projetées et les changements aux *installations* existantes ;
 - 1.1.4.** Les prévisions de *charge* réelle et de *charge* réactive ;
 - 1.1.5.** Les engagements connus pour le *service de transport ferme* et les *échanges* ;
 - 1.1.6.** Les ressources (du côté de la production ou de la charge) requises pour alimenter la *charge*.
- E2.** Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit préparer annuellement une *évaluation de la planification* pour sa portion du BES. Cette *évaluation de la planification* doit être appuyée par des études courantes ou par des études passées admissibles (selon les critères de l'alinéa 2.6 de l'exigence E2), documenter les hypothèses et présenter sous forme succincte les résultats des analyses en régime permanent, des analyses de court-circuit et des analyses de *stabilité*. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- 2.1.** Pour l'*évaluation de la planification*, la partie de l'analyse en régime permanent qui porte sur l'*horizon de planification du transport à court terme* doit être évaluée annuellement et être appuyée par des études annuelles courantes ou par des études passées admissibles selon l'alinéa 2.6 de l'exigence E2. Les études admissibles doivent porter notamment sur les conditions suivantes :
- 2.1.1.** La pointe de *charge* du *réseau* pour l'*année un* ou l'*année deux*, ainsi que pour l'*année cinq*.
 - 2.1.2.** La *charge hors pointe* du *réseau* pour une des cinq années.
 - 2.1.3.** Les événements P1 du tableau 1, avec modélisation des indisponibilités connues conformément à l'alinéa 1.1.2 de l'exigence E1, dans les conditions de pointe ou *hors pointe* du *réseau* lors desquelles les indisponibilités connues sont programmées.
 - 2.1.4.** Pour chacune des études indiquées aux alinéas 2.1.1 et 2.1.2 de l'exigence E2, un ou plusieurs cas de sensibilité doivent être utilisés pour démontrer l'impact des changements aux hypothèses de base adoptées pour le modèle. À cette fin, l'analyse de sensibilité de l'*évaluation de la planification* doit faire varier une ou plusieurs des conditions suivantes à un degré suffisant pour éprouver le *réseau* dans une plage de conditions crédibles qui donnent lieu à un changement mesurable dans la réponse du *réseau* :

- la *charge* réelle et réactive projetée ;
 - les transferts prévus ;
 - les dates prévues de mise en service des *installations de transport* nouvelles ou modifiées ;
 - la capacité des ressources réactives ;
 - les mises en service ou désaffectations de groupes de production, ou d'autres scénarios de répartition ;
 - les *charges* modulables et la *gestion de la demande* ;
 - la durée ou le moment des indisponibilités de *transport* connues.
- 2.1.5.** Lorsque la stratégie d'équipement de rechange d'une entité est susceptible d'entraîner l'indisponibilité d'un équipement de *transport* important dont le délai de livraison est d'au moins un an (par exemple un transformateur), l'impact de cette indisponibilité possible sur le comportement du réseau doit être étudié. Les études doivent tenir compte des catégories P0, P1 et P2 définies au tableau 1, avec les conditions de réseau attendues pendant l'indisponibilité possible de cet équipement à long délai de livraison.
- 2.2.** Pour l'*évaluation de la planification*, la partie de l'analyse de régime permanent qui porte sur l'*horizon de planification du transport à long terme* doit être évaluée annuellement et être appuyée par l'étude courante annuelle suivante, en plus d'études passées admissibles selon l'alinéa 2.6 de l'exigence E2 :
- 2.2.1.** Une étude courante qui évalue les conditions de *pointe* prévues du *réseau* pour une des années de l'*horizon de planification du transport à long terme*, avec raisonnement du choix de l'année en question.
- 2.3.** La portion analyse de court-circuit de l'*évaluation de la planification* doit être effectuée annuellement pour l'*horizon de planification du transport à court terme* et peut être appuyée par des études courantes ou par des études passées admissibles selon l'alinéa 2.6 de l'exigence E2. L'analyse doit servir à déterminer si les disjoncteurs ont un pouvoir de coupure suffisant pour les *défauts* qu'ils devront éliminer en utilisant le modèle de court-circuit du *réseau*, avec les *installations* de production et de *transport* en service planifié qui sont susceptibles d'influer sur la zone d'étude.
- 2.4.** Pour l'*évaluation de la planification*, la partie de l'analyse de *stabilité* qui porte sur l'*horizon de planification du transport à court terme* doit être évaluée annuellement et être appuyée par des études courantes ou par des études passées admissibles selon l'alinéa 2.6 de l'exigence E2. Les études suivantes sont requises :
- 2.4.1.** La *pointe de charge* du *réseau* pour une des cinq années. Les niveaux de *charge* de pointe doivent être liés à un modèle de *charge* qui représente le comportement dynamique prévu des *charges* susceptibles d'influer sur la zone d'étude, compte tenu du comportement des *charges* de moteur à induction. Un modèle de *charge* globale du *réseau* qui représente le comportement dynamique de l'ensemble de la *charge* est acceptable.
- 2.4.2.** La *charge hors pointe* du *réseau* pour une des cinq années.
- 2.4.3.** Pour chacune des études indiquées aux alinéas 2.4.1 et 2.4.2 de l'exigence E2, un ou plusieurs cas de sensibilité doivent être utilisés pour démontrer l'impact des changements aux hypothèses de base adoptées pour le modèle. À cette fin,

l'analyse de sensibilité de l'*évaluation de la planification* doit faire varier une ou plusieurs des conditions suivantes à un degré suffisant pour éprouver le *réseau* dans une plage de conditions crédibles qui donnent lieu à un changement mesurable de performance :

- les hypothèses quant au niveau de *charge*, à la prévision de *charge* ou au modèle de *charge* dynamique ;
- les transferts prévus ;
- les dates prévues de mise en service des *installations de transport* nouvelles ou modifiées ;
- la capacité des ressources réactives ;
- les mises en service ou désaffectations de groupes de production, ou d'autres scénarios de répartition.

2.5. Pour l'*évaluation de la planification*, la partie de l'analyse de *stabilité* qui porte sur l'*horizon de planification du transport à long terme* doit évaluer l'impact d'ajouts ou de changements importants projetés à la capacité de production sur cette période et doit être appuyée par des études courantes ou par des études passées admissibles selon l'alinéa 2.6 de l'exigence E2, et doit comprendre une documentation à l'appui du raisonnement technique des changements importants envisagés.

2.6. Il est permis d'utiliser des études passées pour appuyer l'*évaluation de la planification* si ces études répondent aux exigences suivantes :

2.6.1. Pour une étude de régime permanent, de court-circuit ou de *stabilité*, l'étude doit dater d'au plus cinq années civiles, à moins qu'un raisonnement technique puisse être fourni pour démontrer que les résultats d'une étude plus ancienne demeurent valides.

2.6.2. Pour une étude de régime permanent, de court-circuit ou de *stabilité*, aucun changement important ne doit avoir été apporté au *réseau* représenté dans l'étude. Une documentation à l'appui du raisonnement technique de l'absence de changements importants doit être fournie.

2.7. Pour les événements de planification indiqués au tableau 1, lorsque l'analyse montre que le réseau ne répond pas aux critères de comportement du tableau 1, l'*évaluation de la planification* doit comporter un ou des *plans d'actions correctives* indiquant comment les critères de comportement seront respectés. Les *évaluations de la planification* subséquentes pourront apporter des révisions aux *plans d'actions correctives*, mais le *réseau* planifié devra continuer de répondre aux critères de comportement du tableau 1. Il n'est pas nécessaire d'établir des *plans d'actions correctives* pour modifier les critères de comportement en réponse à un seul cas de sensibilité analysé selon les alinéas 2.1.4 et 2.4.3 de l'exigence E2. Le ou les *plans d'actions correctives* doivent :

2.7.1. Présenter la liste des lacunes du *réseau* et des actions correspondantes permettant d'assurer le comportement requis du *réseau*. Les exemples de telles actions comprennent :

- l'installation, la modification, la désaffectation ou le retrait d'*installations de transport* ou de production et de tout équipement connexe ;
- l'installation, la modification ou le retrait de *systèmes de protection* ou d'*automatismes de réseau* ;

- l'installation ou la modification de dispositifs automatiques de rejet de production en réponse à une *contingence* simple ou multiple afin d'atténuer les infractions aux critères de *stabilité* ;
 - l'installation ou la modification de dispositifs manuels ou automatiques de réduction ou de rejet de production en réponse à une *contingence* simple ou multiple afin d'atténuer les infractions aux critères de régime permanent ;
 - l'utilisation de *procédures d'exploitation*, avec indication de la période pendant laquelle elles seront nécessaires dans le cadre du *plan d'actions correctives* ;
 - le recours à des demandes tarifaires, à la *gestion de la demande*, à des nouvelles technologies ou à d'autres initiatives.
- 2.7.2.** Comporter des actions visant à résoudre des lacunes de comportement signalées dans plusieurs études de sensibilité, ou présenter un raisonnement de la non-nécessité de ces actions.
- 2.7.3.** Si des situations échappant au contrôle du *planificateur de réseau de transport* ou du *coordonnateur de la planification* surviennent et empêchent la mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* dans les délais prescrits, le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification* est autorisé à recourir à une *perte de charge non subordonnée* ou à une réduction du *service de transport ferme* pour corriger une situation qui ne serait normalement pas permise selon le tableau 1, à condition de documenter les mesures prises pour corriger la situation. Le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification* doit documenter la situation à l'origine du problème, les autres solutions évaluées, ainsi que le recours à une *perte de charge non subordonnée* ou à une réduction du *service de transport ferme*.
- 2.7.4.** Faire l'objet d'une révision lors des *évaluations de la planification* annuelles subséquentes, afin que sa validité soit confirmée et que le statut de mise en œuvre des *installations de réseau* et des *procédures d'exploitation* indiquées soit tenu à jour.
- 2.8.** Pour l'analyse de court-circuit, si le courant de court-circuit à interrompre par les disjoncteurs, tel que déterminé selon l'alinéa 2.3 de l'exigence E2, dépasse leur *caractéristique assignée*, l'*évaluation de la planification* doit comprendre un *plan d'actions correctives* pour corriger les infractions liées aux *caractéristiques assignées de l'équipement*. Ce *plan d'actions correctives* doit remplir les conditions suivantes :
- 2.8.1.** Présenter la liste des lacunes du *réseau*, avec les actions correspondantes permettant d'assurer le comportement requis du *réseau*.
- 2.8.2.** Faire l'objet d'une révision lors des *évaluations de la planification* annuelles subséquentes, afin que sa validité soit confirmée et que le statut de mise en œuvre des *installations de réseau* et des *procédures d'exploitation* indiquées soit tenu à jour.
- E3.** Pour la portion analyse en régime permanent de l'*évaluation de la planification*, chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit effectuer des études pour l'*horizon de planification du transport à court et à long terme* conformément aux alinéas 2.1 et 2.2 de l'exigence E2. Ces études doivent utiliser des modèles de simulation

informatique alimentés par les données spécifiées à l'exigence E1. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]

- 3.1. Des études doivent être effectuées pour les événements de planification afin de déterminer si le BES répond aux critères de comportement du tableau 1 en se basant sur la liste de *contingences* établie d'après l'alinéa 3.4 de l'exigence E3.
- 3.2. Des études doivent être effectuées pour évaluer l'impact des événements extrêmes qui sont identifiés dans la liste établie d'après l'alinéa 3.5 de l'exigence E3.
- 3.3. Les analyses des *contingences* spécifiées aux alinéas 3.1 et 3.2 de l'exigence E3 doivent remplir les conditions suivantes :
 - 3.3.1. Simuler le retrait de tous les éléments que le *système de protection* et d'autres commandes automatiques sont censés débrancher pour chaque *contingence*, sans intervention des opérateurs. Les analyses doivent s'étendre à l'impact des événements subséquents suivants :
 - 3.3.1.1. Déclenchement des groupes de production, lorsque des simulations montrent que les tensions au jeu de barres des groupes de production ou du côté haute tension des transformateurs élévateurs sont inférieures à la limite minimale connue ou présumée en régime permanent du groupe de production ou de sa tenue aux creux de tension. L'évaluation doit indiquer toutes les hypothèses posées.
 - 3.3.1.2. Déclenchement d'éléments de *transport* si les limites de capacité de *charge* des relais sont dépassées.
 - 3.3.2. Simuler la commande automatique prévue de dispositifs existants ou projetés conçus pour assurer la commande en régime permanent des grandeurs du réseau électrique, si ces dispositifs influent sur la zone d'étude. Ces dispositifs peuvent comprendre notamment des transformateurs déphaseurs, des transformateurs avec changeur de prises en charge ainsi que des condensateurs et des inductances commutables.
- 3.4. Les événements de planification du tableau 1, qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le *réseau* dans sa portion du BES doivent être identifiés et une liste de ces *contingences* à évaluer en fonction des critères de comportement du *réseau*, conformément à l'alinéa 3.1 de l'exigence E3. Le raisonnement du choix des *contingences* à évaluer doit être fourni à l'appui.
 - 3.4.1. Le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport* doivent travailler en coordination avec les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes pour faire en sorte que les *contingences* dans les *réseaux* adjacents susceptibles d'influer sur leur *réseau* soient également inscrites dans la liste de *contingences*.
- 3.5. Les événements extrêmes du tableau 1, qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le *réseau* doivent être identifiés et une liste de ces événements à évaluer, conformément à l'alinéa 3.2 de l'exigence E3. Le raisonnement du choix des *contingences* à évaluer doit être fourni à l'appui. Si l'analyse conclut que certains événements extrêmes risquent de provoquer des *déclenchements en cascade*, une évaluation des mesures qui permettraient de réduire la probabilité de ces événements ou d'en atténuer les conséquences et les effets nuisibles doit être effectuée.

- E4.** Pour l'analyse de *stabilité* prescrite aux alinéas 2.4 et 2.5 de l'exigence E2 dans le cadre de l'évaluation de la planification, chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit effectuer les analyses de *contingences* indiquées au tableau 1. Ces analyses doivent utiliser des modèles de simulation informatique alimentés par les données spécifiées à l'exigence E1. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- 4.1.** Des études doivent être effectuées pour les événements de planification afin de déterminer si le BES répond aux critères de comportement du tableau 1 en se basant sur la liste de *contingences* établie d'après l'alinéa 4.4 de l'exigence E4.
- 4.1.1.** Pour l'événement de planification P1 : aucun groupe de production ne doit décrocher. Le fait qu'un groupe de production soit débranché du *réseau* par l'élimination d'un défaut ou par l'action d'un *automatisme de réseau* n'est pas considéré comme un décrochage.
- 4.1.2.** Pour les événements de planification P2 à P7 : lorsqu'un groupe de production décroche au cours d'une simulation, les fluctuations d'impédance apparente qui s'ensuivent ne doivent pas entraîner la mise hors circuit d'aucun élément du réseau de *transport*, sauf le groupe de production et les *installations* qui y sont raccordées directement.
- 4.1.3.** Pour les événements de planification P1 à P7 : les oscillations de puissance doivent présenter un amortissement jugé acceptable par le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport*.
- 4.2.** Des études doivent être effectuées pour évaluer l'impact des événements extrêmes qui sont identifiés dans la liste établie d'après l'alinéa 4.5 de l'exigence E4.
- 4.3.** Les analyses des *contingences* spécifiées aux alinéas 4.1 et 4.2 de l'exigence E4 doivent remplir les conditions suivantes :
- 4.3.1.** Simuler le retrait de tous les éléments que le *système de protection* et d'autres commandes automatiques sont censés débrancher pour chaque *contingence*, sans intervention des opérateurs. Les analyses doivent s'étendre à l'impact des événements subséquents suivants :
- 4.3.1.1.** Réenclenchement à grande vitesse (moins de 1 seconde) réussi et réenclenchement à grande vitesse non réussi à la suite d'un *défaut*, si des dispositifs de réenclenchement à grande vitesse sont utilisés.
- 4.3.1.2.** Déclenchement des groupes de production, lorsque des simulations montrent que les tensions au jeu de barres des groupes de production ou du côté haute tension des transformateurs élévateurs sont inférieures à la valeur de tenue du groupe de production aux creux de tension. L'évaluation doit indiquer toutes les hypothèses posées.
- 4.3.1.3.** Déclenchement de lignes de *transport* ou de transformateurs, si les oscillations transitoires entraînent l'intervention du *système de protection*, d'après des modèles de relais génériques ou réels.
- 4.3.2.** Simuler la commande automatique prévue de dispositifs existants ou projetés conçus pour assurer la commande en régime dynamique des grandeurs du réseau électrique, si ces dispositifs influent sur la zone d'étude. Ces dispositifs peuvent comprendre notamment des stabilisateurs d'excitation de groupes de

production, des stabilisateurs de puissance, des compensateurs statiques, des contrôleurs de transit de puissance et des contrôleurs de *transport* de courant continu.

- 4.4.** Les événements de planification du tableau 1, qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le *réseau* dans sa portion du BES doivent être identifiés et une liste de ces *contingences* à évaluer en fonction des critères de comportement du *réseau*, conformément à l’alinéa 4.1 de l’exigence E4. Le raisonnement du choix des *contingences* à évaluer doit être fourni à l’appui.
- 4.4.1.** Le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport* doivent travailler en coordination avec les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes pour faire en sorte que les *contingences* dans les *réseaux* adjacents susceptibles d’influer sur leur *réseau* soient également inscrites dans la liste de *contingences*.
- 4.5.** Les événements extrêmes du tableau 1, qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le *réseau* doivent être identifiés et une liste de ces événements à évaluer, conformément à l’alinéa 4.2 de l’exigence E4. Le raisonnement du choix des *contingences* à évaluer doit être fourni à l’appui. Si l’analyse conclut que certains événements extrêmes risquent de provoquer des *déclenchements en cascade*, une évaluation des mesures qui permettraient de réduire la probabilité de ces événements ou d’en atténuer les conséquences doit être effectuée.
- E5.** Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit avoir des critères relatifs aux limites acceptables de tension du *réseau* en régime permanent, aux écarts de tension post-*contingence* et à la réponse aux tensions transitoires pour son *réseau*. Dans le cas de la réponse aux tensions transitoires, les critères doivent au minimum spécifier une limite inférieure de tension et une durée maximale pendant laquelle les tensions transitoires peuvent demeurer sous cette limite. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- E6.** Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit définir et documenter, dans son *évaluation de la planification*, les critères ou la méthodologie utilisés dans l’analyse pour déterminer l’instabilité du *réseau* pour des conditions comme les *déclenchements en cascade*, l’instabilité de la tension ou l’îlotage non contrôlé. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- E7.** Chaque *coordonnateur de la planification*, en collaboration avec chacun de ses *planificateurs de réseau de transport*, doit établir les responsabilités individuelles et partagées de chaque entité relativement aux études requises pour l’*évaluation de la planification*. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification à long à terme*]
- E8.** Chaque *coordonnateur de la planification* et *planificateur de réseau de transport* doit distribuer le résultat de ses *évaluations de la planification* aux *coordonnateurs de la planification* adjacents et aux *planificateurs de réseau de transport* adjacents, dans les 90 jours civils après avoir terminé ses évaluations de la planification, ainsi qu’à toute entité fonctionnelle ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en fait la demande par écrit, dans les 30 jours suivant cette demande. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- 8.1.** Si un destinataire des résultats d’*évaluation de la planification* présente des commentaires écrits sur ces résultats, le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* concerné doit fournir une réponse écrite au destinataire dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires.

Tableau 1 – Événements de planification pour le comportement en régime permanent et en stabilité

Régime permanent et stabilité

- a. Le *réseau* doit demeurer stable. Il ne doit pas y avoir de *déclenchements en cascade* ni d'îlotage non contrôlé.
- b. Une *perte de charge subordonnée* ou une perte de production résultant des événements ci-après, à l'exception de P0, sont acceptables.
- c. Simuler le retrait de tous les éléments que les *systèmes de protection* et autres dispositifs sont censés débrancher automatiquement pour chaque événement.
- d. Simuler l'*élimination normale d'un défaut*, sauf indication particulière.
- e. Les réglages de *réseau* planifiés, comme les changements à la configuration du *transport* ou à la répartition de la production, sont autorisés s'ils sont exécutables à l'intérieur du délai applicable aux *caractéristiques assignées d'une installation*.

Régime permanent seulement

- f. Les *caractéristiques assignées d'une installation* visée ne doivent pas être dépassées.
- g. Les tensions en régime permanent du *réseau* et les écarts de tension post-*contingence* doivent être à l'intérieur des limites acceptables établies par le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport*.
- h. L'événement de planification P0 s'applique uniquement au régime permanent.
- i. La réponse d'une *charge* sensible aux variations de tension qui est débranchée du *réseau* par un équipement du consommateur final en réponse à un événement n'est pas considérée comme un facteur qui contribue au respect des critères de comportement en régime permanent.

Stabilité seulement

- j. La réponse aux tensions transitoires doit être à l'intérieur des limites acceptables établies par le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport*.

Catégorie	Situation initiale	Événement ¹	Type de défaut ²	Niveau du BES ³	Interruption du service de transport ferme ⁴ autorisée	Perte de charge non subordonnée autorisée
P0 Pas de <i>contingence</i>	<i>Réseau</i> normal	Aucun	S. O.	THT et HT	Non	Non
P1 <i>Contingence</i> simple	<i>Réseau</i> normal	Perte d'un des éléments suivants : 1. Groupe de production 2. Circuit de <i>transport</i> 3. Transformateur ⁵ 4. Élément shunt ⁶	3Ø	THT et HT	Non ⁹	Non ¹²
		5. Pôle d'une ligne à courant continu	1ØT			

Norme TPL-001-4 — Critères de comportement de la planification du réseau de transport

Catégorie	Situation initiale	Événement ¹	Type de défaut ²	Niveau du BES ³	Interruption du service de transport ferme ⁴ autorisée	Perte de charge non subordonnée autorisée
P2 Contingence simple	Réseau normal	1. Ouverture d'une section de ligne sans défaut ⁷	S.O.	THT et HT	Non ⁹	Non ¹²
		2. <i>Défaut</i> dans une section de barre	1ØT	THT	Non ⁹	Non
				HT	Oui	Oui
		3. <i>Défaut interne</i> d'un disjoncteur ⁸ (autre qu'un <i>disjoncteur d'attache</i>)	1ØT	THT	Non ⁹	Non
HT	Oui			Oui		
4. <i>Défaut interne</i> d'un disjoncteur (<i>disjoncteur d'attache</i>) ⁸	1ØT	THT et HT	Oui	Oui		
P3 Contingence multiple	Perte de groupe de production, puis réglages du réseau ⁹	Perte d'un des éléments suivants : 1. Groupe de production 2. Circuit de <i>transport</i> 3. Transformateur ⁵ 4. Élément shunt ⁶	3Ø	THT et HT	Non ⁹	Non ¹²
		5. Pôle d'une ligne à courant continu	1ØT			
P4 Contingence multiple (défaut <i>plus disjoncteur bloqué</i> ¹⁰)	Réseau normal	Perte de plusieurs éléments causée par un disjoncteur (autre qu'un <i>disjoncteur d'attache</i>) bloqué ¹⁰ pendant une tentative d'élimination d'un défaut sur un des éléments suivants : 1. Groupe de production 2. Circuit de <i>transport</i> 3. Transformateur ⁵ 4. Élément shunt ⁶ 5. Section de barre	1ØT	THT	Non ⁹	Non
		HT		Oui	Oui	
		6. Perte de plusieurs éléments causée par un disjoncteur (<i>disjoncteur d'attache</i>) bloqué ¹⁰ pendant une tentative d'élimination d'un défaut sur le jeu de barre connexe	1ØT	THT et HT	Oui	Oui

Norme TPL-001-4 — Critères de comportement de la planification du réseau de transport

Catégorie	Situation initiale	Événement ¹	Type de défaut ²	Niveau du BES ³	Interruption du service de transport ferme ⁴ autorisée	Perte de charge non subordonnée autorisée
P5 <i>Contingence multiple (défaut plus défaillance d'opération d'un relais)</i>	Réseau normal	Élimination retardée d'un défaut due à la défaillance d'un relais non redondant ¹³ censé protéger l'élément en défaut, pour un des éléments suivants : 1. Groupe de production 2. Circuit de transport 3. Transformateur ⁵ 4. Élément shunt ⁶ 5. Section de barre	1ØT	THT	Non ⁹	Non
				HT	Oui	Oui
P6 <i>Contingence multiple (chevauchement de deux contingences simples)</i>	Perte d'un des éléments suivants suivi de réglages du réseau ⁹ : 1. Circuit de transport 2. Transformateur ⁵ 3. Élément shunt ⁶ 4. Pôle d'une ligne à courant continu	Perte d'un des éléments suivants : 1. Circuit de transport 2. Transformateur ⁵ 3. Élément shunt ⁶ 4. Pôle d'une ligne à courant continu	3Ø	THT et HT	Oui	Oui
			1ØT	THT et HT	Oui	Oui
P7 <i>Contingence multiple (support commun)</i>	Réseau normal	Perte de : 1. Deux circuits adjacents (verticalement ou horizontalement) sur un support commun ¹¹ 2. Perte d'une ligne à courant continu bipolaire	1ØT	THT et HT	Oui	Oui

Tableau 1 – Événements extrêmes pour le comportement en régime permanent et en stabilité

Régime permanent et stabilité

Pour tous les événements extrêmes évalués :

- a. Simuler le retrait de tous les éléments que les *systèmes de protection* et les commandes automatiques sont censés débrancher pour chaque *contingence*.
- b. Simuler l'*élimination normale d'un défaut*, sauf indication particulière.

Régime permanent

1. Perte d'un seul groupe de production, circuit de *transport*, pôle de ligne à courant continu, élément shunt ou transformateur suivi, avant l'application des réglages du *réseau*, de la perte d'un seul autre groupe de production, circuit de *transport*, pôle d'une autre ligne à courant continu, élément shunt ou transformateur.
2. Événements dans une zone locale ayant un effet sur le *réseau de transport*, par exemple :
 - a. perte d'une ligne sur pylônes de trois circuits ou plus¹¹ ;
 - b. perte de toutes les lignes de *transport* d'une *emprise commune*¹¹ ;
 - c. perte d'un poste de sectionnement ou poste (perte d'un niveau de tension et des transformateurs) ;
 - d. perte de tous les groupes d'une centrale ;
 - e. perte d'une *charge* importante ou d'un centre de consommation majeur.
3. Événements dans une zone étendue ayant un effet sur le *réseau de transport* en raison de la topologie du réseau, par exemple :
 - a. perte de deux centrales de production résultant de conditions comme les suivantes :
 - i. perte d'un important gazoduc desservant une ou plusieurs régions où se trouve une importante production au gaz naturel ;
 - ii. perte de l'usage d'une grande quantité d'eau utilisée pour le refroidissement d'installations de production ;
 - iii. incendies de forêt ;
 - iv. fortes intempéries (ouragans, tornades, etc.) ;
 - v. cyberattaque réussie ;
 - vi. mise à l'arrêt d'une ou de plusieurs centrales nucléaires et d'installations connexes pendant au moins une journée pour des causes communes, comme des problèmes touchant des centrales de même type ;
 - b. autres événements susceptibles, selon l'expérience d'exploitation, d'entraîner des perturbations dans une zone étendue.

Stabilité

1. À partir d'une situation initiale découlant de la perte d'un seul groupe de production, circuit de *transport*, pôle de ligne à courant continu, élément shunt ou transformateur, appliquer un défaut triphasé sur un autre groupe de production, circuit de *transport*, pôle d'une autre ligne à courant continu, élément shunt ou transformateur avant l'application des réglages du *réseau*.
2. Événements dans une zone locale ou étendue ayant un effet sur le *réseau de transport*, par exemple :
 - a. défaut triphasé sur un groupe de production, avec un disjoncteur bloqué¹⁰ ou un relais défectueux¹³ entraînant l'*élimination retardée du défaut* ;
 - b. défaut triphasé sur un circuit de *transport*, avec un disjoncteur bloqué¹⁰ ou un relais défectueux¹³ entraînant l'*élimination retardée du défaut* ;
 - c. défaut triphasé sur un transformateur, avec un disjoncteur bloqué¹⁰ ou un relais défectueux¹³ entraînant l'*élimination retardée du défaut* ;
 - d. défaut triphasé sur une section de barre, avec un disjoncteur bloqué¹⁰ ou un relais défectueux¹³ entraînant l'*élimination retardée du défaut* ;
 - e. défaut triphasé interne d'un disjoncteur ;
 - f. autres événements déterminés d'après l'expérience d'exploitation, par exemple des événements déclencheurs qu'on juge susceptibles d'entraîner des perturbations dans une zone étendue.

Tableau 1 – Notes sur le comportement en régime permanent et en stabilité
(Événements de planification et événements extrêmes)

1. Si l'événement analysé met en jeu des éléments du BES à plusieurs niveaux de tension du *réseau*, c'est le niveau de tension le moins élevé du ou des éléments retirés aux fins de l'événement analysé qui établit les critères de comportement déclarés concernant la permission d'interruption du *service de transport ferme* et de *perte de charge non subordonnée*.
2. Sauf indication particulière, simuler l'*élimination normale des défauts*. Les *défauts* monophasés à la terre (1ØT) ou triphasés (3Ø) sont les types de défaut à évaluer dans les simulations de *stabilité* pour l'événement décrit. Une étude de défaut triphasé ou biphasé à la terre qui indique que les critères sont respectés est une preuve suffisante que ces critères seraient également respectés en cas de *défaut* monophasé à la terre.
3. Les références au niveau du système de production-transport d'électricité (BES) concernent les installations à très haute tension (THT), définies comme fonctionnant à plus de 300 kV, et les installations à haute tension (HT), définies comme fonctionnant à 300 kV et moins. Les désignations THT et HT permettent d'établir des critères de comportement différents quant à l'autorisation d'interruption du *service de transport ferme* et de *perte de charge non subordonnée*.
4. La réduction du *service de transport ferme* conditionnel est permise lorsque les conditions ou événements à l'étude constituent la base du *service de transport ferme* conditionnel.
5. Pour les événements d'indisponibilité de transformateur autre que de transformateur élévateur de groupe de production, la tension de référence, telle que spécifiée à la note 1, s'applique à l'enroulement côté basse tension (à l'exclusion des enroulements tertiaires). Pour les événements d'indisponibilité de groupe de production ou de transformateur élévateur de groupe de production, la tension de référence correspond à la tension connectée au BES (côté haute tension du transformateur élévateur). Les exigences applicables aux transformateurs s'appliquent aussi aux transformateurs à fréquence variable et aux transformateurs déphaseurs.
6. Les exigences applicables aux éléments shunt s'appliquent aussi aux dispositifs « flexible alternating current transmission system » (FACTS) reliés à la terre.
7. Ouverture d'une extrémité de section de ligne en l'absence de défaut dans un circuit de *transport* configuré normalement qui fait en sorte que la ligne desserve une *charge* radiale à partir d'un point d'alimentation unique.
8. L'expression « défaut interne d'un disjoncteur » signifie que le défaut est situé à l'intérieur même du disjoncteur, ce qui entraîne un défaut dans le *réseau* qui doit être éliminé par les protections en amont et en aval du disjoncteur.
9. Le processus de planification devrait avoir notamment pour objectif de réduire au minimum la probabilité et l'ampleur de toute interruption du *service de transport ferme* découlant d'événements de *contingence*. La réduction du *service de transport ferme* est autorisée à titre d'ajustement du réseau (selon l'expression utilisée à la colonne Situation initiale du tableau 1), et aussi à titre de correctif lorsqu'elle découle d'un changement approprié de répartition de ressources dont la réaffectation est obligée, si l'on peut démontrer que les *installations*, à l'intérieur et à l'extérieur de la région du *planificateur de réseau de transport*, restent à l'intérieur de leurs *caractéristiques assignées* applicables et que le changement de répartition n'entraîne aucune *perte de charge non subordonnée*. Si les options de changement de répartition sont limitées, on devra tenir compte des sensibilités associées à la disponibilité de ces ressources.
10. Dans le cas d'un disjoncteur à commande simultanée des pôles, l'expression « disjoncteur bloqué » signifie que les trois phases du disjoncteur restent fermées. Dans le cas d'un disjoncteur à opération des pôles indépendants de type IPO ou d'un disjoncteur à déclenchement des pôles indépendants de type IPT, on présume qu'un seul pôle reste fermé. Un disjoncteur bloqué a pour conséquence l'*élimination retardée du défaut*.
11. À l'exclusion des circuits qui se trouvent sur des supports communs (événement de planification P7 et événement extrême 2a d'analyse en régime permanent) ou dans une *emprise* commune (événement extrême 2b d'analyse en régime permanent) sur une distance de 1,6 km (1 mille) ou moins.
12. Le processus de planification vise notamment à réduire au minimum la probabilité et l'ampleur d'une *perte de charge non subordonnée* par suite d'événements de planification. Dans des circonstances limitées, une perte de charge non subordonnée peut être nécessaire sur toute l'étendue de l'horizon de planification afin d'assurer le respect des critères de comportement du BES. Cependant, lorsqu'on a recours à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12 sur l'*horizon de planification du transport à court terme* afin de respecter les critères de comportement du BES, une telle interruption est limitée à des circonstances dans lesquelles cette perte de charge répond aux conditions présentées à l'annexe 1. La *perte de charge non subordonnée* admissible selon la note 12 ne doit jamais dépasser 75 MW pour les entités visées aux États-Unis. Pour les entités visées d'un autre territoire, la valeur de cette perte de charge doit être établie selon les exigences ou sous la supervision de l'organisme gouvernemental pertinent ou de l'agence qui le représente dans le territoire en question.
13. S'applique aux fonctions ou aux types suivants de relais : pilote (n° 85), de distance (n° 21), différentiel (n° 87), de courant (n°s 50, 51 et 67), de tension (n°s 27 et 59), directionnel (n°s 32 et 67) et de déclenchement (n°s 86 et 94).

Annexe 1

I. Processus de consultation des parties concernées

Pour toute *évaluation de la planification*, avant que le recours à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12 soit autorisé dans le cadre d'un *plan d'actions correctives* sur l'*horizon de planification du transport à court terme* de l'*évaluation de la planification*, le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification* doit soumettre le raisonnement d'un tel recours à un processus ouvert et transparent de consultation des parties concernées. L'entité responsable peut adopter un processus existant ou établir un nouveau processus, mais celui-ci doit comprendre les points suivants :

1. Les réunions doivent être ouvertes aux parties concernées, notamment les organismes de réglementation pertinents responsables du service de distribution de l'électricité.
2. Un préavis des réunions doit être donné aux parties concernées, notamment les organismes de réglementation pertinents responsables du service de distribution de l'électricité, et comporter un ordre du jour indiquant :
 - a. la date, l'heure et le lieu de la réunion ;
 - b. le ou les endroits précis de la *perte de charge non subordonnée* proposée selon la note 12 ;
 - c. une période pendant laquelle les parties concernées pourront transmettre leurs commentaires.
3. Une information adéquate sur le but visé et sur l'ampleur de la *perte de charge non subordonnée* proposée selon la note 12 doit être mise à la disposition des participants à la réunion, et comporter les détails prescrits à la section II ci-après.
4. Une procédure appropriée doit permettre aux parties concernées de soumettre par écrit des questions ou préoccupations et de recevoir des réponses par écrit.
5. Un mécanisme de résolution des différends doit être prévu pour les questions ou préoccupations soulevées en vertu de l'alinéa 4 ci-dessus et auxquelles la partie concernée n'obtient pas une réponse satisfaisante.

L'entité responsable n'est pas tenue de reprendre le processus de consultation des parties concernées pour une proposition relative à la note 12 dans le cadre d'*évaluations de la planification* subséquentes, à moins que les conditions spécifiées à la section II ci-après aient changé significativement pour la proposition en question.

II. Information à fournir en vertu de l'alinéa 3 du processus de consultation des parties concernées

L'entité responsable doit documenter tout recours proposé à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12, en précisant les renseignements suivants :

1. Conditions dans lesquelles une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12 serait nécessaire :
 - a. niveau de *charge* du *réseau* et estimation du nombre annuel d'heures d'exposition à une *charge* égale ou supérieure à ce niveau ;
 - b. *contingences* pertinentes et *installations* que ces *contingences* forceraient à s'écarter de leurs caractéristiques nominales pertinentes.
2. Valeur de la *perte de charge non subordonnée*, avec :
 - a. estimation du nombre et du type de clients touchés ;

Norme TPL-001-4 — Critères de comportement de la planification du réseau de transport

- b. explication des effets sur la santé, la sécurité et le bien-être de la population du recours à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12.
3. Estimation de la fréquence des *pertes de charge non subordonnées* selon la note 12, d'après l'historique d'exploitation.
4. Prévion de la durée des *pertes de charge non subordonnées* selon la note 12, d'après l'historique d'exploitation.
5. Moyens envisagés pour réduire le besoin de recourir à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12.
6. Assurance que les critères de comportement des normes de fiabilité TPL seront respectés suivant l'application de la note 12.
7. Solutions de rechange à une *perte de charge non subordonnée* envisagées et raisonnement de la décision de ne pas opter pour ces solutions compte tenu de la note 12.
8. Évaluation du potentiel de chevauchement des recours à la note 12, notamment les chevauchements avec les *planificateurs de réseau de transport* et les *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes.

III. Cas dans lesquels un examen réglementaire est requis pour une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12

Avant qu'une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12 soit autorisée comme élément d'un *plan d'actions correctives* au cours de l'année ou d'une *évaluation de la planification*, le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification* doit s'assurer que les organismes de réglementation pertinents responsables du service de distribution de l'électricité n'ont pas d'objection au recours à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12, dans l'un ou l'autre des cas suivants :

1. Si le niveau de tension de la *contingence* est supérieur à 300 kV, ce niveau étant déterminé ainsi :
 - a. si la *contingence* analysée met en jeu des éléments du BES à plusieurs niveaux de tension du *réseau*, c'est le niveau de tension du *réseau* le moins élevé du ou des éléments retirés aux fins de la *contingence* analysée qui établit les critères de comportement déclarés concernant l'autorisation d'une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12, ou ;
 - b. pour une *contingence* d'indisponibilité de transformateur autre que de transformateur élévateur de groupe de production, la limite de 300 kV s'applique à l'enroulement côté basse tension (à l'exclusion des enroulements tertiaires). Pour une *contingence* de groupe de production ou de transformateur élévateur de groupe de production, la limite de 300 kV s'applique à la tension connectée au BES (côté haute tension du transformateur élévateur).
2. Si la *perte de charge non subordonnée* planifiée selon la note 12 est d'au moins 25 MW.

Une fois reçue l'assurance que les organismes de réglementation pertinents responsables du service de distribution de l'électricité n'ont pas d'objection au recours à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12, le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* doit soumettre à l'ERO l'information prescrite aux alinéas 1 à 8 de la section II ci-dessus, afin de permettre d'établir si des *impacts négatifs sur la fiabilité* peuvent découler du recours proposé à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12.

C. Mesures

- M1.** Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une pièce justificative, sous forme électronique ou papier, attestant qu'il tient à jour pour sa zone des modèles de *réseau* alimentés par des données compatibles à celles fournies conformément aux normes MOD-010 et MOD-012, y compris des éléments représentés dans la *plan d'actions correctives*, et que ces modèles représentent les conditions projetées du *réseau* conformément à l'exigence E1.
- M2.** Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une pièce justificative datée, sous forme électronique ou papier, attestant qu'il a préparé une *évaluation de la planification* annuelle pour sa portion du BES conformément à l'exigence E2.
- M3.** Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une pièce justificative datée, sous forme électronique ou papier, des études utilisées pour préparer l'*évaluation de la planification*, conformément à l'exigence E3.
- M4.** Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une pièce justificative datée, sous forme électronique ou papier, des études utilisées pour préparer l'*évaluation de la planification*, conformément à l'exigence E4.
- M5.** Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une pièce justificative datée, sous forme électronique ou papier, de la documentation qui indique les critères relatifs aux limites acceptables de tension du *réseau* en régime permanent, aux écarts de tension *post-contingence* et à la réponse aux tensions transitoires pour son *réseau*, conformément à l'exigence E5.
- M6.** Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une pièce justificative datée, sous forme électronique ou papier, de la documentation qui indique les critères ou la méthodologie utilisés dans l'analyse pour déterminer l'instabilité du *réseau* pour des conditions comme les *déclenchements en cascade*, l'instabilité de la tension ou l'ilotage non contrôlé afin de préparer l'*évaluation de la planification*, conformément à l'exigence E6.
- M7.** Chaque *coordonnateur de la planification*, en collaboration avec chacun de ses *planificateurs de réseau de transport*, doit fournir des documents datés – par exemple des procès-verbaux de réunion, des lettres d'entente et des courriels – qui attestent la conclusion d'une entente sur les responsabilités individuelles et partagées relativement à la réalisation des études requises pour l'*évaluation de la planification* et aux évaluations requises, conformément à l'exigence E7.
- M8.** Chaque *coordonnateur de la planification* et *planificateur de réseau de transport* doit fournir une pièce justificative – par exemple des avis par courriel, une documentation de mise à jour de pages Web, des reçus postaux indiquant le destinataire et la date ou encore la pièce justificative d'un affichage public – attestant qu'il a distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux *coordonnateurs de la planification* et aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes, dans les 90 jours civils après les avoir terminées, ainsi qu'à toute entité fonctionnelle ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en a fait la demande par écrit, dans les 30 jours suivant cette demande, et que le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* a transmis une réponse écrite aux commentaires reçus sur les résultats de l'*évaluation de la planification*, dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires, conformément à l'exigence E8.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

Entité régionale

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

Sans objet

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

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations volontaires

Plaintes

1.4. Conservation des pièces justificatives

Le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* doivent chacun conserver les données ou les pièces justificatives attestant leur conformité comme indiqué ci-après, à moins que leur responsable de la surveillance de l'application des normes leur demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps aux fins d'une enquête :

- Les modèles utilisés dans l'*évaluation de la planification* en vigueur et dans une *évaluation de la planification* antérieure, conformément à l'exigence E1, mesure M1.
- Les *évaluations de la planification* effectuées depuis le dernier audit de conformité, conformément à l'exigence E2, mesure M2.
- Les études effectuées à l'appui de leurs *évaluations de la planification* depuis le dernier audit de conformité, conformément à l'exigence R3, mesure M3.
- Les études effectuées à l'appui de leurs *évaluations de la planification* depuis le dernier audit de conformité, conformément à l'exigence R4, mesure M4.
- La documentation indiquant les critères relatifs aux limites acceptables de tension du *réseau* en régime permanent, aux écarts de tension post-contingence et à la réponse aux tensions transitoires pour le *réseau* depuis le dernier audit de conformité, conformément à l'exigence E5, mesure M5.
- La documentation indiquant les critères ou la méthodologie utilisés dans l'analyse pour déterminer l'instabilité du *réseau* pour des conditions comme les *déclenchements en cascade*, l'instabilité de la tension ou l'îlotage non contrôlé, aux fins des *évaluations de la planification* effectuées depuis le dernier audit de conformité, conformément à l'exigence E6, mesure M6.
- La documentation sur les ententes en vigueur relatives aux responsabilités des différentes entités, ainsi que la documentation sur les ententes adoptées depuis le dernier audit de conformité, conformément à l'exigence E7, mesure M7.

Le *coordonnateur de la planification* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité comme indiqué ci-après, à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps aux fins d'une enquête :

- Trois années civiles après les échanges indiqués à l'exigence E8, mesure M8.

Si le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que le retour à la conformité soit constaté ou la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune

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

	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	Un des éléments des alinéas 1.1.1 à 1.1.6 de l'exigence E1 n'est pas représenté dans le modèle de <i>réseau</i> de l'entité responsable.	Deux des éléments des alinéas 1.1.1 à 1.1.6 de l'exigence E1 ne sont pas représentés dans le modèle de <i>réseau</i> de l'entité responsable.	Trois des éléments des alinéas 1.1.1 à 1.1.6 de l'exigence E1 ne sont pas représentés dans le modèle de <i>réseau</i> de l'entité responsable.	Au moins quatre des éléments des alinéas 1.1.1 à 1.1.6 de l'exigence E1 ne sont pas représentés dans le modèle de <i>réseau</i> de l'entité responsable. OU Le modèle de <i>réseau</i> de l'entité responsable ne représente pas les conditions projetées du <i>réseau</i> conformément à l'exigence E1. OU Le modèle de <i>réseau</i> de l'entité responsable n'a pas utilisé des données compatibles à celles fournies conformément aux normes MOD-010 et MOD-012, et autres sources, y compris les éléments représentés dans le <i>plan d'actions correctives</i> .
E2	L'entité responsable n'a pas respecté l'alinéa 2.6 de l'exigence E2.	L'entité responsable n'a pas respecté l'alinéa 2.3 ou l'alinéa 2.8 de l'exigence E2.	L'entité responsable n'a pas respecté un des alinéas suivants de l'exigence E2 : 2.1, 2.2, 2.4, 2.5 ou 2.7.	L'entité responsable n'a pas respecté au moins deux des alinéas suivants de l'exigence E2 : 2.1, 2.2, 2.4 ou 2.7. OU L'entité responsable n'a pas une <i>évaluation de la planification</i> annuelle complétée.
E3	L'entité responsable n'a pas recensé les événements de planification indiqués à l'alinéa 3.4 de l'exigence E3, ou les événements extrêmes indiqués à l'alinéa 3.5 de l'exigence E3.	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 3.1 de l'exigence E3 pour déterminer si le BES répond aux critères de comportement dans le cas d'une des catégories (P2 à P7) du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas effectué	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 3.1 de l'exigence E3 pour déterminer si le BES répond aux critères de comportement dans le cas de deux des catégories (P2 à P7) du tableau 1. OU	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 3.1 de l'exigence E3 pour déterminer si le BES répond aux critères de comportement dans le cas d'au moins trois des catégories (P2 à P7) du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas effectué les

Norme TPL-001-4 — Critères de comportement de la planification du réseau de transport

	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
		les études indiquées à l'alinéa 3.2 de l'exigence E3 pour déterminer l'impact des événements extrêmes.	L'entité responsable n'a pas effectué l'analyse de <i>contingences</i> indiquée à l'alinéa 3.3 de l'exigence E3.	études requises pour déterminer si le BES répond aux critères de comportement dans le cas des catégories P0 ou P1 du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas utilisé pour ses études des modèles de simulation informatique alimentés par les données spécifiées à l'exigence E1.
E4	L'entité responsable n'a pas recensé les événements de planification indiqués à l'alinéa 4.4 de l'exigence E4, ou les événements extrêmes indiqués à l'alinéa 4.5 de l'exigence E4.	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 4.1 de l'exigence E4 pour déterminer si le BES répond aux critères de comportement dans le cas d'une des catégories (P1 à P7) du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 4.2 de l'exigence E4 pour déterminer l'impact des événements extrêmes.	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 4.1 de l'exigence E4 pour déterminer si le BES répond aux critères de comportement dans le cas de deux des catégories (P1 à P7) du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas effectué l'analyse de <i>contingences</i> indiquée à l'alinéa 4.3 de l'exigence E4.	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 4.1 de l'exigence E4 pour déterminer si le BES répond aux critères de comportement dans le cas d'au moins trois des catégories (P1 à P7) du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas utilisé pour ses études des modèles de simulation informatique alimentés par les données spécifiées à l'exigence E1.
E5	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable n'a pas adopté de critères relatifs aux limites acceptables de tension du <i>réseau</i> en régime permanent, aux écarts de tension post- <i>contingence</i> et à la réponse aux tensions transitoires pour son <i>réseau</i> .
E6	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable n'a pas défini et documenté les critères ou la méthodologie utilisés dans son analyse pour déterminer l'instabilité du <i>réseau</i> conformément à l'exigence E6.
E7	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas établi, en collaboration avec chacun de ses <i>planificateurs de réseau de</i>

Norme TPL-001-4 — Critères de comportement de la planification du réseau de transport

	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
				<i>transport</i> , les responsabilités individuelles et partagées de chaque entité relativement aux études requises.
E8	<p>L'entité responsable a distribué le résultat de ses <i>évaluations de la planification</i> aux <i>coordonnateurs de la planification</i> adjacents et aux <i>planificateurs de réseau de transport</i> adjacents, mais dans un délai supérieur à 90 jours civils et d'au plus 120 jours civils après les avoir terminées.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a distribué le résultat de ses <i>évaluations de la planification</i> aux entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en ont fait la demande par écrit, mais dans un délai supérieur à 30 jours civils et d'au plus 40 jours civils suivant cette demande.</p>	<p>L'entité responsable a distribué le résultat de ses <i>évaluations de la planification</i> aux <i>coordonnateurs de la planification</i> adjacents et aux <i>planificateurs de réseau de transport</i> adjacents, mais dans un délai supérieur à 120 jours civils et d'au plus 130 jours civils après les avoir terminées.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a distribué le résultat de ses <i>évaluations de la planification</i> aux entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en ont fait la demande par écrit, mais dans un délai supérieur à 40 jours civils et d'au plus 50 jours civils suivant cette demande.</p>	<p>L'entité responsable a distribué le résultat de ses <i>évaluations de la planification</i> aux <i>coordonnateurs de la planification</i> adjacents et aux <i>planificateurs de réseau de transport</i> adjacents, mais dans un délai supérieur à 130 jours civils et d'au plus 140 jours civils après les avoir terminées.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a distribué le résultat de ses <i>évaluations de la planification</i> aux entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en ont fait la demande par écrit, mais dans un délai supérieur à 50 jours civils et d'au plus 60 jours civils suivant cette demande.</p>	<p>L'entité responsable a distribué le résultat de ses <i>évaluations de la planification</i> aux <i>coordonnateurs de la planification</i> adjacents et aux <i>planificateurs de réseau de transport</i> adjacents, mais dans un délai supérieur à 140 jours civils après les avoir terminées.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas distribué le résultat de ses <i>évaluations de la planification</i> aux <i>coordonnateurs de la planification</i> adjacents et aux <i>planificateurs de réseau de transport</i> adjacents.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a distribué le résultat de ses <i>évaluations de la planification</i> aux entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en ont fait la demande par écrit, mais dans un délai supérieur à 60 jours civils suivant cette demande.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas distribué le résultat de ses <i>évaluations de la planification</i> aux entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en ont fait la demande par écrit.</p>

E. Différences régionales

Aucune

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée en vigueur.	Nouveau
0	8 février 2005	Approbation par le conseil d'administration.	Révision
0	3 juin 2005	Correction du renvoi dans M1 à TPL-001-0 E2.1 et à TPL-001-0 E2.2.	Erratum
0	24 juillet 2007	Correction du renvoi dans M1 à TPL-001-0 E1 et à TPL-001-0 E2.	Erratum
0.1	29 octobre 2008	Adoption par le conseil d'administration des errata ; changement à « 0.1 » du numéro de version.	Erratum
0.1	13 mai 2009	Approbation par la FERC ; mise à jour de la date d'entrée en vigueur et des pieds de page	Révision
1	Approbation par le Conseil d'administration 17 février 2011	Révision de la note b aux fins de la conformité à l'ordonnance RM06-16-009 de la FERC.	Révision (projet 2010-11)
2	4 août 2011	Révision de TPL-001-1, avec intégration et amélioration des exigences des normes TPL-001-0, TPL-002-0, TPL-003-0 et TPL-004-0 en une seule norme unifiée, homogène et complète : TPL-001-2. Abrogation de TPL-005-0 et de TPL-006-0.	Révision complète (projet 2006-02)
2	4 août 2011	Adoption par le conseil d'administration.	
1	19 avril 2012	L'ordonnance 762 de la FERC conclut au renvoi des normes TPL-001-1, TPL-002-1b, TPL-003-1a et TPL-004-1. La FERC publie aussi une proposition réglementaire (NOPR) portant sur le renvoi de TPL-001-2. La NERC est invitée à réviser la note b pour la rendre conforme aux ordonnances 762 et 693.	
3	7 février 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC. La norme TPL-001-3 est créée après l'approbation par le Conseil d'administration de la note b révisée dans la norme TPL-002-2b, votée et jointe aux normes TPL-001-0.1, TPL-002-0b, TPL-003-0a et TPL-004-0.	
4	7 février 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC. La norme TPL-001-4 est adoptée par le Conseil d'administration sous le numéro TPL-001-3, mais l'erreur de numérotation a été repérée et corrigée avant le dépôt auprès des organismes de réglementation.	
4	17 octobre 2013	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme TPL-001-4 (L'ordonnance en vigueur le 23 décembre	

Norme TPL-001-4 — Critères de comportement de la planification du réseau de transport

		2013).	
4	7 mai 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC du changement au VRF de l'exigence E1 passant de moyen à élevé.	

Norme TPL-001-4 — Critères de comportement applicables à la planification des réseaux de transport

Annexe QC-TPL-001-4 Dispositions particulières de la norme TPL-001-4 applicables au Québec

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

A. Introduction

1. **Titre :** Critères de comportement applicables à la planification des réseaux de transport
2. **Numéro :** TPL-001-4
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles**
Aucune disposition particulière
 - Installations**
La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau « bulk »* (BPS).
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**
 - 1.1. **Responsable de la surveillance de l'application des normes**
La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.
 - 1.2. **Période de surveillance de la conformité et délai de retour en conformité**
Aucune disposition particulière
 - 1.3. **Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité**
Aucune disposition particulière
 - 1.4. **Conservation des pièces justificatives**
Aucune disposition particulière

Norme TPL-001-4 — Critères de comportement applicables à la planification des réseaux de transport

Annexe QC-TPL-001-4 Dispositions particulières de la norme TPL-001-4 applicables au Québec

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Tableau 1

Ce tableau s'applique seulement aux installations du réseau « bulk » (BPS) en ce qui a trait aux :

- Catégories
- Contingences
- Limites du réseau ou impacts

Annexe 1

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	xx mois 201x		Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Réglage de la tension et de la puissance réactive
2. **Numéro :** VAR-001-4
3. **Objet :** Donner l'assurance que les niveaux de tension, les transits de puissance réactive et les ressources de puissance réactive sont surveillés, contrôlés et maintenus en *temps réel* dans les limites voulues pour préserver l'intégrité des équipements et l'exploitation fiable de l'*Interconnexion*.
4. **Applicabilité**
 - 4.1. *Exploitants de réseau de transport*
 - 4.2. *Exploitants d'installation de production* dans l'*Interconnexion* de l'Ouest (pour la différence WECC)
5. **Date d'entrée en vigueur**
 - 5.1. La norme entrera en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date d'approbation de la norme par un organisme gouvernemental pertinent, sauf dispositions contraires dans un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par une autorité pertinente. Dans un territoire où l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, la norme entrera en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date de son adoption par le Conseil d'administration de la NERC, sauf dispositions contraires dans ce territoire.

B. Exigences et mesures

- E1.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit définir un programme de tension du réseau (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance associée) dans le cadre de son plan d'exploiter dans les *limites d'exploitation du réseau* et les *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion*. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]
- 1.1.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir une copie des programmes de tension (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance associée) à son *coordonnateur de la fiabilité* et aux *exploitants de réseau de transport* adjacents dans les 30 jours civils suivants une demande.
- M1.** L'*exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives pour montrer qu'il a défini des programmes de tension du réseau (à l'aide soit d'une plage, soit d'une valeur cible avec une plage de tolérance associée).
- Dans le cas de l'alinéa 1.1, l'*exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives attestant que les programmes de tension (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance associée) ont été remis à son *coordonnateur de la fiabilité* et aux *exploitants de réseau de transport* adjacents dans les 30 jours suivants une demande. Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, des courriels, des publications sur site Web et des procès-verbaux de réunion.
- E2.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit programmer des ressources réactives suffisantes pour régler la tension en conditions normales et de *contingence*. Les *exploitants de réseau de transport* peuvent fournir suffisamment de ressources réactives par divers moyens, incluant, mais sans s'y limiter, la programmation de production de puissance réactive, les manœuvres de lignes de transport et de ressources de puissance réactive, et les charges contrôlables. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : exploitation en temps réel, exploitation du jour même et planification de l'exploitation*]
- M2.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives pour montrer qu'il a programmé des ressources réactives suffisantes d'après son évaluation du réseau. Pour l'horizon de planification de l'exploitation, l'*exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives des évaluations qui ont servi à établir la programmation des ressources.
- E3.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit exploiter ou diriger l'exploitation en *temps réel* des dispositifs de régulation de la tension et du flux de puissance réactive, selon les besoins. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : exploitation en temps réel, exploitation du jour même et planification de l'exploitation*]
- M3.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives pour montrer que des mesures ont été prises pour exploiter des ressources capacitives et inductives en *temps réel* selon les besoins. Ces pièces justificatives peuvent comprendre des instructions aux *exploitants d'installation de production* leur

demandant : 1) d'assurer un soutien supplémentaire de la tension, 2) de mettre en circuit des ressources, ou encore 3) d'apporter des ajustements manuels.

- E4.** L'*exploitant de réseau de transport* doit spécifier sous quelles conditions un groupe de production est exempté : 1) de suivre un programme de tension ou de *puissance réactive*, 2) d'avoir son régulateur de tension automatique en fonction ou de fonctionner en mode de régulation de tension, ou 3) de faire la transmission des notifications afférentes. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]

4.1. Si un *exploitant de réseau de transport* détermine qu'un groupe de production répond aux critères d'exemption, il doit notifier l'*exploitant d'installation de production* correspondant.

- M4.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir des pièces justificatives pour montrer qu'il a documenté les critères des exemptions applicables aux groupes de production.

Dans le cas de l'alinéa 4.1, l'*exploitant de réseau de transport* doit aussi détenir une pièce justificative attestant que, pour chaque groupe de production dans sa zone faisant l'objet d'une exemption : 1) de suivre un programme de tension ou de *puissance réactive*, 2) d'avoir son régulateur de tension automatique en fonction ou de fonctionner en mode de régulation de tension, ou 3) de faire la transmission des notifications, l'*exploitant d'installation de production* correspondant a été avisé de cette exemption.

- E5.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit définir un programme de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance associée) pour le côté haute tension ou basse tension, du transformateur élévateur de groupe de production, à la discrétion de l'*exploitant de réseau de transport*. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]

5.1. L'*exploitant de réseau de transport* doit fournir le programme de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance) à l'*exploitant d'installation de production* correspondant et ordonner à l'*exploitant d'installation de production* de se conformer au programme en mode de régulation de tension automatique (régulateur de tension automatique en fonction et réglant la tension).

5.2. L'*exploitant de réseau de transport* doit fournir à l'*exploitant d'installation de production* les exigences de notification en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance).

5.3. L'*exploitant de réseau de transport* doit fournir les critères qui ont servi à définir les programmes de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance) à l'*exploitant d'installation de production* dans les 30 jours après en avoir reçu la demande.

- M5.** L'*exploitant de réseau de transport* doit avoir une pièce justificative pour montrer qu'il a documenté un programme de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance).

Dans le cas de l'alinéa 5.1, l'*exploitant de réseau de transport* doit avoir une pièce justificative attestant qu'il a fourni un programme de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance) aux *exploitants d'installation de production* concernés, et que l'*exploitant d'installation de production* a reçu l'ordre de se conformer au programme en mode de régulation de tension automatique, sauf s'il en est exempté.

Dans le cas de l'alinéa 5.2, l'*exploitant de réseau de transport* doit avoir une pièce justificative attestant qu'il a fourni les exigences de notification en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* (spécifiant soit une plage, soit une valeur cible avec plage de tolérance).

Dans le cas de l'alinéa 5.3, l'*exploitant de réseau de transport* doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a communiqué les critères qui ont servi à établir les programmes de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance) dans les 30 jours après en avoir reçu la demande de l'*exploitant d'installation de production*.

- E6.** Après concertation avec le *propriétaire d'installation de production* sur les changements de prises à effectuer sur les transformateurs élévateurs de tension et le calendrier de mise en œuvre, l'*exploitant de réseau de transport* doit remettre au *propriétaire d'installation de production* la documentation qui définit les changements de prises requis, fixe les délais pour faire ces changements et la justification technique de ces changements. [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M6.** L'*exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'il a fourni la documentation au *propriétaire d'installation de production*, pour effectuer un changement de prises sur le transformateur élévateur d'un groupe de production, conformément à l'exigence, et qu'il a consulté au préalable le *propriétaire d'installation de production*.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

L'exploitant du réseau de transport doit conserver les pièces justificatives exigées aux mesures M1 à M6 pendant douze mois. Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit conserver toutes les données de vérification pendant trois ans.

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

L'expression « processus de surveillance et d'évaluation de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité à la norme de fiabilité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification de l'exploitation	Élevé	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport ne définit pas de programme de tension du réseau (soit une plage ou une valeur cible avec une plage de tolérance).
E2	Exploitation en temps réel, exploitation du jour même et planification de l'exploitation	Élevé	Sans objet	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport ne programme pas des ressources réactives suffisantes pour prévenir le dépassement d'une limite SOL.	L'exploitant de réseau de transport ne programme pas des ressources réactives suffisantes pour prévenir le dépassement d'une limite IROL.

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Exploitation en temps réel, exploitation du jour même et planification de l'exploitation	Élevé	Sans objet	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport n'exploite pas ou ne dirige pas l'exploitation en temps réel des dispositifs permettant de prévenir le dépassement d'une limite SOL.	L'exploitant de réseau de transport n'exploite pas ou ne dirige pas l'exploitation en temps réel des dispositifs permettant de prévenir le dépassement d'une limite IROL.
E4	Planification de l'exploitation	Faible	Sans objet	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport a des critères d'exemption et a notifié l'exploitant d'installation de production, mais l'exploitant de réseau de transport n'a pas de pièces justificatives de la notification à l'exploitant d'installation de production.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas des critères d'exemption.

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	Planification de l'exploitation	Moyen	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport ne fournit pas les critères qui ont servi à définir les programmes de tension ou de <i>puissance réactive</i> (soit une plage ou une valeur cible avec une plage de tolérance) dans les 30 jours après en avoir reçu la demande.	L'exploitant de réseau de transport ne fournit pas les programmes de tension ou de <i>puissance réactive</i> (soit une plage ou une valeur cible avec une plage de tolérance) à tous les <i>exploitants d'installation de production</i> .	L'exploitant de réseau de transport ne fournit pas les programmes de tension ou de <i>puissance réactive</i> (soit une plage ou une valeur cible avec une plage de tolérance) à aucun des <i>exploitants d'installation de production</i> . ou L'exploitant de réseau de transport ne fournit pas à l'exploitant <i>d'installation de production</i> des exigences de notification en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de <i>puissance réactive</i> (soit une plage ou une valeur cible avec une plage de tolérance).

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6	Planification de l'exploitation	Faible	L'exploitant de réseau de transport ne fournit pas la justification technique le délai accordé pour le changement de réglage de prise de transformateur élévateur de groupe de production.	Sans objet	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport ne fournit pas la justification technique et le délai accordé pour le changement de réglage de prise de transformateur élévateur de groupe de production.

D. Différences régionales

Les différences suivantes s'appliquent à l'ensemble du Western Electricity Coordinating Council (WECC) et remplacent dans leur intégralité les exigences E4 et E5. Plus précisément, l'exigence E4 est supprimée et l'exigence E5 est remplacée par les exigences suivantes.

Exigences

- E.A.13** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit émettre aux *exploitants d'installation de production*, pour chacune de leurs ressources de production en service et faisant partie du *système de production-transport d'électricité* dans la *zone de l'exploitant de réseau de transport*, un des types de programme de tension suivants : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification de l'exploitation et exploitation du jour même*]
- Un point de consigne de tension, avec une plage de tolérance de tension, pour une période précise;
 - une valeur initiale en voltampère de puissance réactive ou de facteur de puissance de sortie, avec une plage de tolérance de tension, pour une période précise, qui sert à l'*exploitant d'installation de production* pour établir une consigne de tension au jeu de barres du groupe de production;
 - une plage de tension pour une période précise.
- E.A.14** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir à l'*exploitant d'installation de production*, pour chaque ressource de production de sa zone, un des points de référence suivants pour le programme de tension : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification de l'exploitation et exploitation du jour même*]
- les bornes du groupe de production;
 - le côté haute tension du transformateur élévateur du groupe de production;
 - le point de raccordement;
 - un point établi d'un commun accord entre l'*exploitant de réseau de transport* et l'*exploitant d'installation de production*.
- E.A.15** Chaque *exploitant d'installation de production* doit convertir chaque programme de tension prescrit à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour le système d'excitation du groupe de production. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification de l'exploitation et exploitation du jour même*]
- E.A.16** Chaque *exploitant d'installation de production* doit fournir à l'*exploitant de réseau de transport*, dans les 30 jours civils suivant une demande de celui-ci, sa méthodologie de conversion de la consigne de tension entre le point indiqué à l'exigence E.A.14 et les bornes du groupe de production. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]

- E.A.17** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir à l'*exploitant d'installation de production*, dans les 30 jours civils suivant une demande de la part de celui-ci, des données sur son équipement de transport et des données d'exploitation aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]
- E.A.18** Chaque *exploitant d'installation de production* doit respecter les prescriptions suivantes relatives aux boucles de régulation s'il utilise des boucles de régulation à l'extérieur des régulateurs de tension automatique (AVR) pour gérer la charge en MVar : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]
- E.A.18.1** La conception de chaque boucle de régulation doit intégrer la réponse asservie à la tension de l'AVR aux écarts de tension pendant les *perturbations du réseau*.
- E.A.18.2** Chaque boucle de régulation ne doit être utilisée qu'avec le consentement mutuel de l'*exploitant d'installation de production* et de l'*exploitant de réseau de transport* concerné par la boucle de régulation.

Mesures¹

- M.E.A.13.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant qu'il a fourni les programmes de tension à l'*exploitant d'installation de production*. Sont admissibles à titre de pièce justificative : chiffriers, rapports, enregistrements vocaux ou autres documentations datés précisant le programme de tension, notamment les valeurs de consigne, les plages de tolérance et les périodes prescrites à l'exigence E.A.13.
- M.E.A.14.** L'*exploitant de réseau de transport* doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant qu'il a fourni à l'*exploitant d'installation de production* concerné, pour chaque ressource de production de sa zone d'*exploitant de réseau de transport*, un des points de référence de programme de tension prescrit à l'exigence E.A.14. Sont admissibles à titre de pièces justificatives : lettres, courriels ou autres documentations datés faisant état de la notification à l'*exploitant d'installation de production* du point de référence de programme de tension pour chaque ressource de production.
- M.E.A.15.** Chaque *exploitant d'installation de production* doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant qu'il a converti un programme de tension prescrit à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour l'AVR. Sont admissibles à titre de pièce justificative : chiffriers, journaux, rapports ou autres documentations datés.

1. La numérotation des mesures correspond à celle des exigences ; ainsi, M.E.A.13 désigne la mesure qui s'applique à l'exigence E.A.13.

- M.E.A.16.** *L'exploitant d'installation de production* doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant que dans les 30 jours civils suivants une demande de la part de son *exploitant de réseau de transport*, il a fourni sa méthodologie de conversion de la consigne de tension entre le point indiqué à l'exigence E.A.14 et les bornes du groupe de production. Sont admissibles à titre de pièce justificative : rapports, chiffriers ou autres documentations datés.
- M.E.A.17.** *L'exploitant de réseau de transport* doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant que, dans les 30 jours civils suivant une demande de la part de son *exploitant d'installation de production*, il a fourni des données aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension. Sont admissibles à titre de pièce justificative : rapports, chiffriers ou autres documentations datés.
- M.E.A.18.** Si *l'exploitant d'installation de production* utilise des boucles de régulation extérieures pour gérer la charge en Mvar, il doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant qu'il a respecté les prescriptions E.A.18.1 et E.A.18.2 relatives aux boucles de régulation. Sont admissibles à titre de pièce justificative : spécifications de conception indiquant les boucles de régulation établies d'un commun accord, rapports de réseau ou autres documentations datés.

Niveaux de gravité de la non-conformité

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

E#	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E.A.15	<i>L'exploitant d'installation de production n'a pas converti au moins un programme de tension prescrit à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour l'AVR pour moins de 25 % des programmes de tension.</i>	<i>L'exploitant d'installation de production n'a pas converti des programmes de tension prescrits à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour l'AVR pour 25 %, mais moins de 50 % des programmes de tension.</i>	<i>L'exploitant d'installation de production n'a pas converti des programmes de tension prescrits à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour l'AVR pour 50 %, mais moins de 75 % des programmes de tension.</i>	<i>L'exploitant d'installation de production n'a pas converti des programmes de tension prescrits à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour l'AVR pour 75 % ou plus des programmes de tension.</i>
E.A.16	<i>L'exploitant d'installation de production a fourni sa méthodologie de conversion de consigne de tension dans un délai supérieur à 30 jours, mais d'au plus 60 jours suivant une demande de l'exploitant de réseau de transport.</i>	<i>L'exploitant d'installation de production a fourni sa méthodologie de conversion de consigne de tension dans un délai supérieur à 60 jours, mais d'au plus 90 jours suivant une demande de l'exploitant de réseau de transport.</i>	<i>L'exploitant d'installation de production a fourni sa méthodologie de conversion de consigne de tension dans un délai supérieur à 90 jours, mais d'au plus 120 jours suivant une demande de l'exploitant de réseau de transport.</i>	<i>L'exploitant d'installation de production n'a pas fourni sa méthodologie de conversion de consigne de tension dans un délai de 120 jours suivant une demande de l'exploitant de réseau de transport.</i>

E#	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E.A.17	L'exploitant de réseau de transport a fourni ses données aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension dans un délai supérieur à 30 jours mais d'au plus 60 jours suivant une demande de l'exploitant d'installation de production.	L'exploitant de réseau de transport a fourni ses données aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension dans un délai supérieur à 60 jours mais d'au plus 90 jours suivant une demande de l'exploitant d'installation de production.	L'exploitant de réseau de transport a fourni ses données aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension dans un délai supérieur à 90 jours mais d'au plus 120 jours suivant une demande de l'exploitant d'installation de production.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas fourni ses données aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension dans un délai de 120 jours suivant une demande de l'exploitant d'installation de production.
E.A.18	S. O.	L'exploitant d'installation de production n'a pas respecté les prescriptions relatives aux boucles de régulation de l'alinéa E.A.18.2 lorsque l'exploitant d'installation de production utilise des boucles de régulation à l'extérieur des AVR pour gérer la charge en Mvar.	L'exploitant d'installation de production n'a pas respecté les prescriptions relatives aux boucles de régulation de l'alinéa E.A.18.1 lorsque l'exploitant d'installation de production utilise des boucles de régulation à l'extérieur des AVR pour gérer la charge en Mvar.	L'exploitant d'installation de production n'a pas respecté les prescriptions relatives aux boucles de régulation des alinéas E.A.18.1 et E.A.18.2 lorsque l'exploitant d'installation de production utilise des boucles de régulation à l'extérieur des AVR pour gérer la charge en Mvar.

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

Principes directeurs et fondements techniques

Le fondement technique de chacune des exigences est exposé à la rubrique « justification » correspondante.

Justifications

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

Justification de l'exigence E1

Le paragraphe 1868 de l'Ordonnance 693 demande à la NERC d'ajouter « des exigences plus détaillées et plus explicites relativement aux “limites établies” et aux “ressources de puissance réactive suffisantes”, et de spécifier des marges acceptables (de tension ou de puissance réactive) ». Depuis la publication de l'Ordonnance 693, plusieurs normes FAC et TOP sont entrées en vigueur et ont eu pour effet de mieux encadrer les limites de tension. Plus précisément, les normes FAC-011 et FAC-014 exigent l'établissement de *limites d'exploitation du réseau* (limites SOL) et de marges de fiabilité. La définition des limites SOL dans le glossaire de la NERC englobe 1) les *caractéristiques assignées de stabilité* en tension (limites de stabilité applicables avant et après une *contingence*) et 2) les limites de tension du réseau (limites de tension applicable avant et après une *contingence*). Par conséquent, pour des raisons de fiabilité, il est maintenant stipulé à l'exigence E1 que l'*exploitant de réseau de transport* (TOP) doit établir des programmes de tension ou de puissance réactive spécifiant une plage de tolérance. En outre, étant donné les fortes influences réciproques possibles entre zones voisines, chaque TOP doit aussi remettre une copie de ces programmes à son *coordonnateur de la fiabilité* (RC) et aux TOP adjacents sur demande.

Justification de l'exigence E2

Le paragraphe 1875 de l'Ordonnance 693 demande à la NERC d'inclure des exigences qui obligeront à procéder périodiquement à des analyses de stabilité de tension, avec des techniques en ligne si l'on peut s'en procurer dans le commerce ou, à défaut, avec des outils hors ligne lorsque les outils en ligne ne sont pas disponibles. La présente norme n'exige pas expressément des analyses périodiques de stabilité de tension, car la réalisation de telles analyses sera plutôt prescrite par la méthode de détermination des *limites SOL* élaborée dans le cadre des normes FAC. Les normes TOP stipulent par ailleurs que le TOP doit respecter les limites SOL ainsi que les *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)*. L'équipe de rédaction des normes VAR et les participants de l'industrie ont aussi convenu que les meilleurs modèles et outils sont ceux qui ont fait leurs preuves, et que la norme ne devrait pas obliger une entité responsable à acheter de nouveaux outils de simulation en ligne. C'est pourquoi l'équipe de rédaction des normes VAR a simplifié les exigences visant à ce que des ressources de puissance réactive suffisantes soient en ligne ou programmées. La mention du recours à une charge modulable vise à répondre au paragraphe 1879 de l'Ordonnance 693.

Justification de l'exigence E3

Comme pour l'exigence E2, l'équipe de rédaction des normes VAR a établi que pour des raisons de fiabilité, le TOP doit veiller à assurer un soutien suffisant de la tension en *temps réel* afin de respecter les limites SOL.

Justification de l'exigence E4

L'équipe de rédaction des normes VAR a reçu des commentaires abondants sur des cas où une certaine latitude serait souhaitable pour permettre à un TOP de définir des exemptions applicables aux groupes de production, d'après les besoins spécifiques à sa propre zone. L'objectif de cette exigence est d'accorder au TOP la capacité d'exempter, en s'appuyant sur ses propres critères, un *exploitant d'installation de production* (GOP) : 1) d'un programme de tension ou de puissance réactive, 2) d'un réglage d'AVR, ou 3) des notifications prescrites à la norme VAR-002. Les commentaires reçus de l'industrie décrivent de nombreux événements du réseau qui justifieraient ces types d'exemption, par exemple : 1) la maintenance pendant les mois de basse saison, 2) des scénarios où deux groupes de production sont situés très près l'un de l'autre et où les deux ne peuvent pas être simultanément en mode de réglage de tension, et 3) de grandes fluctuations de tension du réseau pendant lesquelles la fiabilité serait compromise si tous les GOP devaient signaler les déviations en même temps à leurs TOP respectifs. En outre, par souci d'améliorer l'exigence, on a retiré de la norme actuellement en vigueur les sous-exigences concernant une liste de groupes de production exemptés, car la question de la fréquence de mise à jour de cette liste entraînait d'autres problèmes de conformité.

Justification de l'exigence E5

La nouvelle exigence vise à rendre plus transparents les critères utilisés par le TOP pour établir le programme de tension. Cette exigence offre aussi au TOP la possibilité de choisir un niveau de détail approprié lorsqu'il établit les exigences de notification en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de puissance réactive. En outre, cette exigence offre une plus grande clarté quant à la « plage de tolérance » spécifiée dans le programme de tension et quant à la zone d'insensibilité de la commande du système d'excitation du groupe de production.

La tolérance du programme de tension (associée à la tension cible de celui-ci) doit tenir compte de la fluctuation anticipée de la tension dans l'installation de l'*exploitant d'installation de production* en exploitation normale, et être basée sur l'évaluation par le TOP des contingences simples et des contingences doubles crédibles. Il ne faut pas confondre la plage de tolérance du programme de tension avec la zone d'insensibilité programmée dans la commande du régulateur automatique de tension de l'*exploitant d'installation de production*, laquelle doit agir sur le régulateur avant que l'une ou l'autre des limites de la bande de réglage du programme de tension ne soit atteinte.

Justification de l'exigence E6

Bien que les réglages de prise soient initialement établis avant le raccordement du groupe au réseau, cette exigence ne peut pas être supprimée puisqu'aucune autre norme n'encadre les

Directives d'application

changements de réglage de prise. Un réglage de prise incorrect risque d'influer sur la puissance réactive produite par le groupe.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Entrée en vigueur	Nouvelle norme
1	2 août 2006	Adoption par le Conseil d'administration	Révision
1	18 juin 2007	Approbation par la FERC de la version 1 de la norme	Révision
1	3 juillet 2007	Ajout de « <i>propriétaires d'installation de production</i> » et d'« <i>exploitants d'installation de production</i> » à la section Applicabilité	Erratum
1	23 août 2007	Suppression de « <i>propriétaires d'installation de production</i> » et d'« <i>exploitants d'installation de production</i> » à la section Applicabilité	Erratum
2	5 août 2010	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC ; modification pour répondre aux paragraphes 1858 et 1879 de l'Ordonnance 693.	Révision
2	10 janvier 2011	Emission d'une ordonnance de la FERC approuvant l'inclusion des <i>responsables de l'approvisionnement</i> et de la <i>charge modulable</i> dans la norme.	Révision
3	9 mai 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC ; ajout d'une différence régionale pour le WECC	Révision
3	20 juin 2013	Émission d'une ordonnance de la FERC approuvant la norme VAR-001-3	Révision
3	21 novembre 2013	Approbation par la FERC du retrait de l'exigence E5 et des éléments connexes dans le cadre du projet Paragraphe 81 (Projet 2013-02)	Révision
4	6 février 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
4	1 ^{er} août 2014	Émission d'une ordonnance de la FERC approuvant la norme VAR-001-4	

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

A. Introduction

1. **Titre :** Réglage de la tension et de la puissance réactive

2. **Numéro :** VAR-001-4

3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**

Fonctions

Aucune disposition particulière.

Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).

5. **Date d'entrée en vigueur au Québec :**

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

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

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

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

1.2. **Conservation des pièces justificatives**

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

1.4. **Autres informations sur la conformité**

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	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-002-3
- 3. Objet :** Donner l'assurance que les groupes de production assurent un réglage adéquat de la puissance réactive et de la tension, compte tenu de la capacité des installations de production, afin de protéger l'équipement et d'assurer l'exploitation fiable de l'*Interconnexion*.
- 4. Applicabilité**
 - 4.1.** *Exploitant d'installation de production*
 - 4.2.** *Propriétaire d'installation de production*
- 5. Date d'entrée en vigueur**

La norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date d'approbation de la norme par un organisme gouvernemental pertinent, sauf dispositions contraires dans un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par une autorité pertinente. Dans un territoire où l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, la norme VAR-002-3 entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date de son adoption par le Conseil d'administration de la NERC, sauf dispositions contraires dans ce territoire.

B. Exigences et mesures

- E1.** *L'exploitant d'installation de production* doit exploiter chaque groupe de production raccordé au réseau de transport interconnecté en mode de régulation de tension automatique (avec le régulateur de tension automatique en fonction et réglant la tension) ou dans un mode de régulation différent tel que prescrit par *l'exploitant de réseau de transport*, sauf : 1) si le groupe de production est exempté par *l'exploitant de réseau de transport*, ou 2) si *l'exploitant d'installation de production* a avisé *l'exploitant de réseau de transport* d'une des situations suivantes : [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- le groupe de production fonctionne en mode de démarrage¹, de mise à l'arrêt² ou d'essai, conformément à une communication en *temps réel* ou à une procédure soumise précédemment à *l'exploitant de réseau de transport*; ou
 - le groupe de production ne fonctionne ni en mode de régulation de tension automatique, ni dans le mode de régulation demandé par *l'exploitant de réseau de transport*, pour une raison autre que le démarrage, la mise à l'arrêt ou des essais.
- M1.** *L'exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives permettant de montrer qu'il a avisé son *exploitant de réseau de transport* correspondant chaque fois qu'il n'a pas pu exploiter un groupe de production en mode de réglage automatique de tension ou dans un mode de régulation différent, dans les situations indiquées à l'exigence E1. Si un groupe de production est en démarrage ou en mis 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 permettant de montrer qu'il a avisé *l'exploitant de réseau de transport* de sa procédure d'établissement du mode de régulation de tension automatique conformément à l'exigence E1. Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, un document daté attestant la transmission de la procédure, telles qu'un courriel ou une lettre auquel est jointe la procédure. Si un groupe de production est exempté, *l'exploitant d'installation de production* doit aussi avoir des pièces justificatives permettant de montrer que le groupe de production est exempté d'être en mode de régulation de tension automatique (avec le régulateur de tension automatique en service et réglant la tension).

-
1. On considère que le démarrage est terminé lorsque le groupe de production a atteint sa valeur de charge minimale alimentable en continu et qu'il est prêt pour un fonctionnement continu.
 2. On considère que la mise à l'arrêt commence lorsque la puissance du groupe de production a été réduite jusqu'à la charge minimale alimentable en continu et que le groupe est prêt à être mis hors réseau.

- E2.** Sauf si l'*exploitant de réseau de transport* l'en a exempté, chaque *exploitant d'installation de production* doit maintenir le programme de tension ou de *puissance réactive*³ de son ou ses groupes de production (compte tenu de la capacité de chaque *installation de production*⁴) fourni par l'*exploitant de réseau de transport* ; ou autrement, il doit satisfaire aux exigences de notification en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant de réseau de transport*. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]
- 2.1.** Si le régulateur de tension automatique d'un groupe de production est hors service ou si le groupe n'est pas équipé d'un régulateur de tension automatique, l'*exploitant d'installation de production* doit utiliser un autre moyen pour régler la puissance réactive du groupe afin de respecter le programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant du réseau de transport*.
- 2.2.** Quand il lui est ordonné de modifier la tension, l'*exploitant d'installation de production* doit exécuter la demande ou expliquer pourquoi il n'est pas possible de respecter le programme.
- 2.3.** Les *exploitants d'installation de production* qui ne surveillent pas la tension au point prescrit par leur programme de tension doivent utiliser une méthode appropriée pour convertir la tension programmée par leur *exploitant de réseau de transport* en une valeur applicable au point où la tension est effectivement mesurée.
- M2.** Afin de détecter si un groupe de production s'écarte de son programme, l'*exploitant d'installation de production* doit surveiller la tension d'après l'équipement existant dans son *installation*. L'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives permettant de montrer que le groupe de production a maintenu le programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant de réseau de transport*, ou doit avoir des pièces justificatives permettant de montrer que les exigences de notification des écarts par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* ont été suivies. Ces pièces justificatives peuvent comprendre sans s'y limiter, des journaux d'exploitation, des données SCADA, des relevés téléphoniques ou d'autres indications de notifications transmises à l'*exploitant de réseau de transport* ou attestant que l'*exploitant d'installation de production* s'est conformé aux directives de l'*exploitant de réseau de transport* en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive*.

-
3. Le programme de tension ou de *puissance réactive* est une valeur cible avec plage de tolérance ou une fourchette de tension ou de *puissance réactive* communiquée par l'*exploitant de réseau de transport* à l'*exploitant d'installation de production*.
4. La capacité d'une *installation de production* peut être établie au moyen d'un essai ou autrement, et peut parfois être insuffisante pour amener la tension du réseau à l'intérieur de la plage de tolérance du programme. En outre, quand un groupe de production fonctionne en régulation manuelle, la capacité de puissance réactive peut changer en fonction de la stabilité.

Aux fins de l'alinéa 2.1, si le régulateur de tension automatique d'un groupe de production est hors service ou si le groupe n'est pas équipé d'un tel régulateur de tension automatique, l'*exploitant d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives permettant de montrer qu'un autre moyen a été utilisé afin de régler la puissance réactive du groupe de façon à respecter le programme de tension ou de *puissance réactive* imposé par l'*exploitant de réseau de transport*.

Aux fins de l'alinéa 2.2, l'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives permettant de montrer qu'il s'est conformé à la demande de l'*exploitant de réseau de transport* de modifier sa tension, ou qu'il a expliqué à l'*exploitant de réseau de transport* pourquoi il n'a pas pu le faire. Ces pièces justificatives peuvent comprendre des journaux d'exploitation, des données SCADA ou des relevés téléphoniques.

Aux fins de l'alinéa 2.3, pour les *exploitants d'installation de production* qui ne surveillent pas la tension au point prescrit par le programme de tension, l'*exploitant d'installation de production* doit démontrer la méthode qu'il utilise pour convertir la tension programmée par son *exploitant de réseau de transport* à la tension au point surveillé par l'*exploitant d'installation de production*.

- E3.** Chaque *exploitant d'installation de production* doit aviser son *exploitant de réseau de transport* de tout changement d'état du régulateur de tension automatique, du stabilisateur de puissance ou de tout autre dispositif de régulation de tension dans les 30 minutes suivant ce changement. Si l'état initial est rétabli dans les 30 minutes suivant ce changement, l'*exploitant d'installation de production* n'est pas tenu d'aviser l'*exploitant de réseau de transport* du changement d'état. [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M3.** L'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives permettant de montrer qu'il a avisé son *exploitant de réseau de transport* dans les 30 minutes suivant tout changement d'état visé par l'exigence E3. Si l'état est rétabli dans les 30 minutes, aucun avis n'est nécessaire.
- E4.** Chaque *exploitant d'installation de production* doit aviser son *exploitant de réseau de transport* dans un délai de 30 minutes après avoir constaté un changement de capacité de puissance réactive dû à des facteurs autres qu'un changement d'état décrit à l'exigence E3. Si la capacité initiale a été rétablie dans les 30 minutes suivant la constatation de l'*exploitant d'installation de production*, alors l'*exploitant d'installation de production* n'est pas tenu d'informer l'*exploitant de réseau de transport* du changement de puissance réactive. [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M4.** L'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives permettant de montrer qu'il a avisé son *exploitant de réseau de transport* dans un délai de 30 minutes après avoir constaté un changement de capacité de puissance réactive selon l'exigence E4. Si l'état est rétabli dans les 30 minutes, aucun avis n'est nécessaire.

- E5.** Le *propriétaire d'installation de production* doit fournir ce qui suit à son *exploitant de réseau de transport* et à son *planificateur de réseau de transport*, dans les 30 jours suivant une demande : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : exploitation en temps réel*].
- 5.1.** Pour les transformateurs élévateurs de tension et les transformateurs auxiliaires dont la tension primaire est égale ou supérieure à la tension aux bornes du groupe de production :
- 5.1.1.** les réglages de prise ;
- 5.1.2.** les plages de prise fixe disponibles ;
- 5.1.3.** les données d'impédance.
- M5.** Le *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives permettant de montrer qu'il a fourni à son *exploitant de réseau de transport* et à son *planificateur de réseau de transport* correspondant les renseignements sur ses transformateurs élévateurs et les transformateurs auxiliaires prescrits à l'exigence 5, alinéas 5.1.1 à 5.1.3 à l'intérieur de 30 jours civils.
- E6.** Après avoir consulté l'*exploitant de réseau de transport* sur une modification à apporter aux prises d'un transformateur élévateur, le *propriétaire d'installation de production* doit veiller à modifier les réglages de prise conformément aux prescriptions de l'*exploitant de réseau de transport*, sauf si une telle intervention est de nature à compromettre la sécurité, les caractéristiques assignées d'un équipement, une exigence réglementaire ou une obligation légale. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]
- 6.1.** Si le *propriétaire d'installation de production* ne peut pas se conformer aux prescriptions de l'*exploitant de réseau de transport*, il doit aviser l'*exploitant de réseau de transport* et lui présenter une justification technique.
- M6.** Le *propriétaire d'installation de production* avoir les pièces justificatives permettant de montrer que les prises de ses transformateurs élévateurs ont été modifiées d'après la documentation de l'*exploitant de réseau de transport*, conformément à l'exigence E6. S'il n'a pas pu exécuter les modifications demandées, le *propriétaire d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il en a avisé son *exploitant de réseau de transport*, conformément à l'exigence R6.1.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver la dernière version de la documentation relative à ses transformateurs élévateurs et auxiliaires. L'*exploitant d'installation de production* doit conserver toute autre pièce justificative pour les années civiles courante et précédente.

Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit conserver toutes les données de vérification pendant trois ans.

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

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

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	À moins d'avoir été exempté de le faire, l'exploitant d'installation de production n'a pas exploité chacun de groupes de production raccordés au réseau de transport interconnecté en mode de réglage de tension automatique ou dans un mode de réglage différent tel que prescrit par l'exploitant de réseau de transport, et n'a pas avisé l'exploitant de réseau de transport dans une situation visée par l'exigence E1.
E2	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	L'exploitant d'installation de production n'a pas une méthode de conversion lorsqu'il surveille la tension à un point autre que celui spécifié dans le programme de l'exploitant de réseau de transport.	L'exploitant d'installation de production n'a pas respecté le programme de tension ou de puissance réactive tel qu'ordonné par l'exploitant de réseau de transport, et n'a pas transmis les notifications prescrites par l'exploitant de réseau de transport. OU L'exploitant d'installation de production n'avait pas de

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						<p>régulateur de tension automatique en service, et l'entité responsable n'a pas utilisé d'un autre moyen pour respecter le programme de tension.</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant d'installation de production n'a pas modifié la tension tel qu'ordonné, et l'entité responsable n'a pas fourni d'explication.</p>
E3	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'exploitant d'installation de production n'a pas transmis la notification prescrite dans les 30 minutes suivant un changement d'état.
E4	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'exploitant d'installation de production n'a pas transmis la notification prescrite dans un délai de 30 minutes après avoir constaté un changement de capacité.

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

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6	Exploitation en temps réel	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p><i>Le propriétaire d'installation de production n'a pas veillé à ce que les réglages de prise soient modifiés selon les prescriptions de l'exploitant de réseau de transport.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de production n'a pas modifié les réglages de prise et le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni de justification technique pour expliquer pourquoi il ne pouvait pas se conformer aux spécifications de l'exploitant de réseau de transport.</i></p>

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1 ^{er} mai 2006	Ajout de « E2 » à la fin des niveaux de non-conformité 2.1.2, 2.2.2, 2.3.2 et 2.4.3.	5 juillet 2006
1a	19 décembre 2007	Ajout de l'Annexe 1 – Interprétation des exigences E1 et E2 approuvée par le Conseil d'administration le 1 ^{er} août 2007.	Révision
1a	16 janvier 2007	Dans la section A.2, « a » ajouté à la fin du numéro de norme. Section F, « 1 » ajouté et date ajoutée.	Erratum
1.1a	29 octobre 2008	Adoption des errata par le Conseil d'administration ; numéro de version mis à jour à « 1.1a ».	Erratum
1.1b	3 mars 2009	Ajout de l'Annexe 2 – Interprétation de la norme VAR-002-1.1a approuvée par le Conseil d'administration le 10 février 2009.	Révision
2b	16 août 2012	Modification de l'exigence E1 en réponse à une demande d'interprétation. Ajout des VRF, des horizons et des VSL approuvés précédemment. Modification de l'exigence E2 pour l'harmoniser avec l'exigence E4 de la norme VAR-001-2. Émission d'une ordonnance de la FERC approuvant la norme VAR-002-2b. Adoption par le Conseil d'administration.	Révision

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

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

Principes directeurs et fondements techniques

Le fondement technique de chacune des exigences est exposé à la rubrique « Justification » correspondante.

Justifications

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

Justification de l'exigence E1

Cette exigence a été maintenue, vu l'importance d'exploiter un groupe de production avec son régulateur de tension automatique en fonction et en mode de réglage de la tension ou dans un mode prescrit par le TOP. Cependant, l'exigence a été modifiée pour permettre les essais, et la mesure correspondante a été modifiée par l'ajout de certaines pièces justificatives qui peuvent être utilisées à des fins de conformité.

Justification de l'exigence E2

L'exigence E2 spécifie en détail comment l'*exploitant d'installation de production (GOP)* exploite son ou ses groupes afin d'assurer la stabilité de la tension, et indique dans quels cas le GOP doit transmettre une notification au TOP. Soucieuse d'éviter désormais des exigences normatives de notification qui s'appliqueraient à l'ensemble du continent, l'équipe de rédaction de la norme VAR-002-3 a choisi de laisser à chaque TOP le soin d'établir les exigences de notification pour chacun de ses GOP respectifs d'après les besoins du réseau. En outre, une nouvelle alinéa 2.3 précise que chaque GOP peut surveiller la tension au moyen de l'équipement de ses installations existantes.

Méthodologie de conversion : Il existe bien des façons de convertir le programme de tension d'un niveau de tension à un autre. Certaines entités peuvent choisir d'établir des courbes de régulation de tension pour leurs transformateurs ; d'autres, d'appliquer un simple coefficient ; d'autres, enfin, peuvent opter pour une méthode tout à fait différente. Aucune de ces méthodes n'est exempte de défis techniques, mais les études effectuées par le TOP, qui tiennent compte des contingences simples et des contingences doubles crédibles, devraient permettre de neutraliser l'erreur introduite par ces méthodes; le TOP a d'ailleurs le pouvoir d'ordonner au GOP, s'il ne donne pas satisfaction, de modifier sa production. Pendant un événement sérieux dans le réseau, par exemple un effondrement de la tension, même un groupe de production en mode de réglage de tension automatique dont la commande est reliée au côté basse tension du transformateur élévateur pourra détecter l'événement à ce point de mesure et réagir en conséquence.

Tolérance du programme de tension : La tolérance associée à la tension cible d'un programme de tension doit tenir compte de la fluctuation anticipée de la tension dans l'*installation* du GOP en exploitation normale, et être basée sur l'évaluation par le TOP des contingences simples et des contingences doubles crédibles. Il ne faut pas confondre la plage de tolérance du programme de tension avec la bande morte programmée dans la commande du régulateur de

Directives d'application

tension automatique du GOP, laquelle doit agir sur le régulateur avant que l'une ou l'autre des limites de la bande de réglage du programme de tension ne soit atteinte.

Justification de l'exigence E3

Cette exigence a été modifiée de façon à rendre facultative les notifications quand un régulateur de tension automatique cesse de fonctionner puis est remis en service rapidement ; Les notifications de ce type de changement d'état n'ont guère d'intérêt pour la fiabilité, et c'est pourquoi le GOP dispose désormais d'un délai de 30 minutes pour régler le problème avant d'être tenu d'aviser le TOP d'un changement d'état. L'exigence a aussi été modifiée afin de supprimer l'obligation de transmettre une estimation de la durée prévue du changement d'état.

Justification de l'exigence E4

Cette exigence correspond à la deuxième partie de l'exigence E3 de la version précédente (VAR-002-2b). Elle permet aux GOP de ne déclarer le changement de capacité de puissance réactive qu'après l'avoir constaté. La version précédente impose une notification dès que le changement survient, mais bien des GOP ne sont pas au courant d'un changement de capacité de puissance réactive tant qu'il n'a pas eu lieu.

Justification de l'exigence E5

Cette exigence et la mesure correspondante ont été maintenues, car il est important d'avoir des réglages de prise exacts, sans quoi on risque d'affecter la puissance réactive produite par le groupe. L'exigence E4.1.4 (« plage de tension +/- avec pas en pourcentage, dans le cas des transformateurs avec changeur de prise en charge ») de la version précédente (VAR-002-2b) a été retirée. L'information de pourcentage n'est pas nécessaire puisque les réglages de prise, les plages et l'impédance sont fournis et qu'on peut au besoin, à partir de ces données, calculer le pourcentage de l'échelon de variation.

Justification de l'exigence E6

Cette exigence et la mesure correspondante ont été maintenues, car il est important d'avoir des réglages de prise exacts, sans quoi on risque d'affecter la puissance réactive produite par le groupe.

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

Annexe QC-VAR-002-3

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

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

A. Introduction

1. **Titre :** Exploitation des groupes de production en vue du maintien des programmes de tension sur le réseau
2. **Numéro :** VAR-002-3
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
 - Fonctions**

Aucune disposition particulière.
 - Installations**

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).
5. **Date d'entrée en vigueur au Québec :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences et mesures

Dispositions particulières applicables à l'exigence E2 :

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

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

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

Annexe QC-VAR-002-3

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

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

Disposition particulière applicable aux exigences E5 et E6 :

- Les *exploitants d'installation de production* ne sont pas tenus de respecter les exigences E5, E5.1, E5.1.1, E5.1.2, E5.1.3, E6 et E6.1 étant donné que l'*exploitant du réseau de transport* donnera des consignes en fonction de la tension à maintenir sur le réseau de transport.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

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

Annexe QC-VAR-002-3

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

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	Xx mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle