
Projet QC-2015-01

Retrait d'exigences de normes adoptées ou à l'étude par la Régie

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

Le 15 mars 2012, la FERC émettait une ordonnance dans laquelle le paragraphe 81 (« P81 ») invitait la NERC, les entités régionales et les entités intéressées à coordonner et à proposer des mécanismes appropriés pour identifier et retirer les exigences jugées superflues ou redondantes. Suite à cette décision, la NERC lançait un projet de révision intitulé « Project 2013-02 Paragraph 81 » qui consistait à identifier, selon différents critères, les exigences devant être modifiées ou retirées.

Pour que le retrait d'une exigence soit considéré, il devait répondre aux critères suivants :

1. Critère A (critère principal) : L'exigence demande aux entités responsables de mener des activités ou des tâches qui ne font peu, sinon rien, pour favoriser ou protéger le fonctionnement fiable du BES.
2. Au moins un des critères B (critères d'identification) :
 - Administratif : Exigence qui demande aux entités responsables d'effectuer une fonction qui est de nature administrative, qui ne soutient pas la fiabilité et est inutilement lourde.
 - Données : Exigence qui oblige les entités responsables à produire et à conserver des données relatives à des événements ou des activités antérieures, et qui devraient être recueillies par une autre méthode en vertu des règles et procédures de la NERC.
 - Documentation : Exigence qui demande aux entités responsables d'élaborer un document qui n'est pas nécessaire pour la protection de la fiabilité du BES.
 - Rapports : Exigence qui demande aux entités responsables de mettre à jour régulièrement de la documentation sans aucun bénéfice opérationnel pour la fiabilité.
 - Pratique commerciale ou d'affaires : Exigence qui est une pratique commerciale ou d'affaires, ou implique des enjeux commerciaux plutôt que des enjeux de fiabilité.
 - Redondance : Exigence qui est redondante avec d'autres exigences de normes de fiabilité approuvées par la FERC, du programme de surveillance de la conformité de la NERC, ou de la réglementation gouvernementale (par exemple : « Open Access Transmission Tariff » (OATT), « North American Energy Standards Boards » (NAESB), etc.).

Par ailleurs, une série de critères (critères C) donnaient de l'information supplémentaire permettant de déterminer si les retraits établis selon les critères A et B devaient être maintenus. Les entités souhaitant obtenir plus d'information sur le mécanisme d'évaluation pour le retrait d'exigences peuvent consulter le document technique

suivant : [http://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201302%20Paragraph%2081%20RF/P81_Phase I technical white paper FINAL.pdf](http://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201302%20Paragraph%2081%20RF/P81_Phase_I_technical_white_paper_FINAL.pdf) (en anglais seulement).

À la conclusion de cet exercice, la NERC a identifié 34 exigences provenant de 19 normes de fiabilité devant être retirées. Le retrait de ces exigences a été approuvé par la FERC le 21 novembre 2013 et mis en vigueur le 21 janvier 2014. Afin d'assurer la coordination des pratiques avec les juridictions voisines, le Coordonnateur propose donc le retrait de ces mêmes exigences. À noter que cette proposition vise seulement les normes adoptées ou à l'étude par la Régie de l'énergie. Le retrait des

exigences faisant partie de normes qui n'ont pas encore été déposées sera proposé à même ces normes dans le cadre de dossiers ultérieurs.

2. RETRAIT DES EXIGENCES

Les exigences énumérées ci-dessous ont satisfait aux critères mentionnés plus haut et ont été retirées des normes de fiabilités indiquées. Afin d'éviter des changements de versions, les exigences n'ont pas été retirées des normes. Cependant, le retrait est clairement identifié dans la norme sous l'exigence en question et dans les annexes Québec¹. Parmi les normes présentement adoptées ou à l'étude devant la Régie, le Coordonnateur a identifié 15 exigences parmi 10 normes devant être retirées.

Norme	Exigence	Entité visée	Critère A	Critère B
BAL-005-0.2b	E2	BA	X	Redondant (BAL-001-0.1a E1, E2)
CIP-003-1 ¹	E1.2	RC, BA, IA, TSP, TO, TOP, GO, GOP, LSE	X	Administratif
CIP-003-1 ¹	E3 E3.1 E3.2 E3.3	RC, BA, IA, TSP, TO, TOP, GO, GOP, LSE	X	Administratif, documentation
CIP-003-1 ¹	E4.2	RC, BA, IA, TSP, TO, TOP, GO, GOP, LSE	X	Administratif, documentation, redondance (CIP-003-1 E4)
CIP-005-1 ¹	E2.6	RC, BA, IA, TSP, TO, TOP, GO, GOP, LSE	X	Administratif, documentation
CIP-007-1 ¹	E7.3	RC, BA, IA, TSP, TO, TOP, GO, GOP, LSE	X	Administratif, données
FAC-002-1	E2	PA, TOP, GO, TO, LSE, DP	X	Administratif, données
FAC-010-2.1	E5	PA	X	Administratif, rapport, commercial
FAC-011-2	R5	RC	X	Administratif, rapport, commercial
IRO-016-1	E2	RC	X	Administratif, données
PRC-010-0	E2	LSE, TO, TOP, DP qui met en œuvre un programme de délestage en sous-tension	X	Administratif, données
PRC-022-1	E2	TOP, LSE, DP	X	Administratif, données

¹ En ce qui concerne les normes CIP, l'exercice de la NERC portait sur la version 3 des normes CIP dont les exigences retirées sont identiques à celles de la version 1 déposée à la Régie. Les normes CIP version 1 originales de la NERC ne contiennent donc pas ces modifications puisque ces normes étaient déjà retirées lors de l'exercice du retrait des exigences. Pour ces normes, les retraits d'exigence sont donc uniquement intégrés aux annexes Québec en tant que dispositions particulières d'application.

3. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

Le retrait des exigences est entré en vigueur le 21 janvier 2014 aux États-Unis. Puisque les modifications proposées ne sont que des retraits d'exigence, la date d'entrée en vigueur proposée des normes modifiées pour le Québec est le premier jour du premier trimestre civil à survenir après l'adoption par la Régie.

4. ÉVALUATION DE L'IMPACT

L'impact des modifications proposées est positif puisqu'il réduit le nombre d'exigences que les entités devront respecter en retirant les exigences superflues et redondantes. Le Coordonnateur ne juge donc pas nécessaire d'effectuer une évaluation de l'impact pour ces modifications. Cependant, les entités le désirant pourront tout de même soumettre une évaluation de l'impact de ces modifications sur leurs activités que le Coordonnateur déposera à la Régie en appui à la demande d'adoption.

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 wattheuresmètres 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
<u>0.2b</u>	<u>7 février 2013</u>	<u>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.</u>	
<u>0.2b</u>	<u>21 novembre 2013</u>	<u>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.</u>	

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.

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 : ~~30 octobre~~xx mois 2013x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : ~~30 octobre~~xx mois 2013x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences

~~Aucune disposition particulière~~Retrait de l'exigence E2.

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

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
<u>1</u>	<u>Xx mois 201x</u>	<ul style="list-style-type: none">• <u>Modification des dates d'adoption</u>• <u>Retrait de l'exigence E2</u>	

A. Introduction

1. **Titre :** Cybersécurité — Mécanismes de gestion de la sécurité
2. **Numéro :** CIP-003-1
3. **Objet :** La norme CIP-003 exige des entités responsables qu'elles aient en place des mécanismes minimaux de gestion de la sécurité dans le but de protéger les *actifs électroniques critiques*. La norme CIP-003 fait partie du groupe de normes CIP-002 à CIP-009 et doit être lue dans ce contexte. Les entités responsables doivent interpréter et appliquer les normes CIP-002 à CIP-009 en tenant raisonnablement compte des considérations d'affaires.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. Dans le contexte de la norme CIP-003, l'expression « entité responsable » désigne :
 - 4.1.1 *Coordonnateur de la fiabilité*
 - 4.1.2 *Responsable de l'équilibrage*
 - 4.1.3 *Responsable des échanges*
 - 4.1.4 *Fournisseur de service de transport*
 - 4.1.5 *Propriétaire d'installation de transport*
 - 4.1.6 *Exploitant de réseau de transport*
 - 4.1.7 *Propriétaire d'installation de production*
 - 4.1.8 *Exploitant d'installation de production*
 - 4.1.9 *Responsable de l'approvisionnement*
 - 4.1.10 NERC
 - 4.1.11 *Organisations régionales de fiabilité*
 - 4.2. Sont exemptés de la norme CIP-003 :
 - 4.2.1 Les installations réglementées par la U.S. Nuclear Regulatory Commission ou la Commission canadienne de sûreté nucléaire.
 - 4.2.2 Les *actifs électroniques* associés aux réseaux de communication et aux liaisons d'échange de données entre *périmètres de sécurité électroniques* distincts.
 - 4.2.3 Les entités responsables qui, conformément à la norme CIP-002, déterminent qu'elles n'ont pas d'*actif électronique critique*.
5. **Date d'entrée en vigueur :** Le 1^{er} juin 2006

B. Exigences

L'entité responsable doit respecter les exigences suivantes de la norme CIP-003 :

- E1.** Politique de cybersécurité — L'entité responsable doit mettre en œuvre, documents à l'appui, une politique de cybersécurité qui représente l'engagement de la direction et sa capacité à sécuriser ses *actifs électroniques critiques*. L'entité responsable doit, au minimum, s'assurer de ce qui suit :
 - E1.1.** La politique de cybersécurité couvre les exigences des normes CIP-002 à CIP-009, y compris les dispositions touchant les cas d'urgence.

- E1.2.** La politique de cybersécurité est mise à la disposition immédiate du personnel qui a accès aux *actifs électroniques critiques* ou qui en est responsable.
- E1.3.** La politique de cybersécurité est réexaminée annuellement et approuvée par le cadre supérieur désigné conformément à l'exigence E2.
- E2.** Leadership — L'entité responsable doit confier à un cadre supérieur la responsabilité générale de mener et gérer l'implantation et l'application des normes CIP-002 à CIP-009.
 - E2.1.** Les renseignements concernant le cadre supérieur doivent comprendre son nom, son titre, son numéro de téléphone et son adresse au travail, et la date de sa nomination.
 - E2.2.** Les modifications apportées aux renseignements concernant le cadre supérieur doivent être consignées dans les trente jours de leur date d'entrée en vigueur.
 - E2.3.** Toute dérogation à la politique de cybersécurité doit être soumise à l'autorisation du cadre supérieur ou de son délégué, et ce par écrit.
- E3.** Dérogations — Les cas d'impossibilité pour l'entité responsable de suivre sa politique de cybersécurité doivent être consignés comme dérogations et être autorisés par le cadre supérieur ou son délégué.
 - E3.1.** Les dérogations à la politique de cybersécurité de l'entité responsable doivent être consignées dans les trente jours suivant l'approbation du cadre supérieur ou son délégué.
 - E3.2.** Le document établissant une dérogation à la politique de cybersécurité doit en justifier la nécessité, exposer toute mesure compensatoire, ou bien contenir une déclaration d'acceptation des risques.
 - E3.3.** Les dérogations autorisées à la politique de cybersécurité doivent être réexaminées et approuvées chaque année par le cadre supérieur ou son délégué pour s'assurer de la nécessité et la validité de ces dérogations, et ce par écrit.
- E4.** Protection de l'information — L'entité responsable doit instaurer, documents à l'appui, un programme pour déterminer, classer et protéger l'information portant sur les *actifs électroniques critiques*.
 - E4.1.** L'information portant sur les *actifs électroniques critiques* qui doit être protégée doit comprendre au minimum et sans égard au type de support, les procédures d'exploitation, les listes établies conformément à la norme CIP-002, la topologie du réseau ou les schémas de même nature, les plans de disposition des centres informatiques dans lesquels se trouvent des *actifs électroniques critiques*, les plans et les schémas des *actifs électroniques critiques*, les plans de rétablissement des opérations, les plans d'intervention en cas d'incident et l'information sur les configurations de sécurité.
 - E4.2.** L'entité responsable doit classer l'information que ce programme vise à protéger en fonction de l'importance de l'information portant sur les *actifs électroniques critiques*.
 - E4.3.** L'entité responsable doit, au moins une fois par année, évaluer l'application faite de son programme de protection de l'information portant sur ses *actifs électroniques critiques*, consigner les résultats de ses analyses et instaurer, documents à l'appui, un plan d'action pour corriger les lacunes relevées.
- E5.** Contrôle des accès — L'entité responsable doit instaurer, documents à l'appui, un programme pour gérer les droits d'accès à l'information protégée portant sur les *actifs électroniques critiques*.

E5.1. L'entité responsable doit tenir à jour la liste de personnes habilitées à délivrer les autorisations d'accès électronique ou matériel à l'information protégée.

E5.1.1. Cette liste doit indiquer pour chaque personne habilitée son nom, son titre, son numéro de téléphone au travail et la classe d'information à laquelle elle délivre l'autorisation d'accès.

E5.1.2. La liste des personnes habilitées à délivrer l'autorisation d'accès à l'information protégée doit être vérifiée au moins une fois par année.

E5.2. L'entité responsable doit réexaminer au moins une fois par année les droits d'accès à l'information protégée pour confirmer qu'ils sont correctement attribués et qu'ils correspondent aux besoins de l'entité responsable ainsi qu'aux rôles et responsabilités du personnel.

E5.3. L'entité responsable doit évaluer par écrit, au moins une fois par année, les processus de gestion des droits d'accès à l'information protégée.

E6. Contrôle des changements et gestion des configurations — L'entité responsable doit établir par écrit un processus de contrôle des changements et de gestion des configurations pour l'ajout, la modification, le remplacement ou le retrait d'un élément matériel ou logiciel d'un *actif électronique critique*. Elle doit mettre en place des activités de soutien à la gestion des configurations afin de définir, contrôler et consigner toutes les modifications apportées par les entités ou les fournisseurs aux composantes matérielles et logicielles des *actifs électroniques critiques* conformément au processus de contrôle des changements.

C. Mesures

Les mesures suivantes serviront à démontrer la conformité aux exigences de la norme CIP-003 :

M1. Documentation définissant la politique de cybersécurité, établie conformément à l'exigence E1. De plus, l'entité responsable doit démontrer que cette politique est mise à la disposition immédiate du personnel, conformément à l'exigence E1.2.

M2. Documentation définissant la désignation du cadre supérieur et les changements apportés, établie conformément à l'exigence E2.

M3. Documentation définissant les dérogations, établie conformément à l'exigence E3.

M4. Documentation définissant le programme de protection de l'information, établie conformément à l'exigence E4.

M5. Documentation concernant les contrôles des accès, établie conformément à l'exigence E5.

M6. Documentation définissant le contrôle des changements et documentation définissant la gestion des configurations, établies conformément à l'exigence E6.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

1.1.1 Les *organisations régionales de fiabilité* pour les entités responsables

1.1.2 La NERC pour l'*organisation régionale de fiabilité*

1.1.3 Un vérificateur tiers n'ayant aucun intérêt en jeu dans le résultat pour la NERC

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

Annuelle

1.3. Conservation des données

1.3.1 L'entité responsable doit conserver toute la documentation et les dossiers de l'année civile précédente.

1.3.2 Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit garder les dossiers des audits pendant trois années.

1.4. Autres informations sur la conformité

1.4.1 Les entités responsables doivent démontrer leur conformité au moyen d'une déclaration sur la conformité ou d'un audit, tel que déterminé par le *responsable de la surveillance de la conformité*.

1.4.2 Les cas d'impossibilité pour l'entité responsable de suivre sa politique de cybersécurité doivent être consignés comme dérogations et être autorisés par le cadre supérieur ou son délégué. Les dérogations dûment autorisées ne conduiront pas à une non-conformité. Se reporter à l'exigence E3 de la norme CIP-003.

2. Niveaux de non-conformité

2.1. Niveau 1 :

2.1.1 Les modifications apportées aux renseignements concernant le cadre supérieur désigné n'ont pas été consignées conformément à l'exigence E2.2; ou

2.1.2 Les dérogations à la politique de sécurité n'ont pas été consignées dans les trente jours suivant leur approbation; ou

2.1.3 Le programme de protection de l'information pour déterminer, classer l'information et le processus pour protéger l'information portant sur les *actifs électroniques critiques* n'ont pas été évalués dans l'année civile précédente.

2.2. Niveau 2 :

2.2.1 Une politique de cybersécurité existe, mais n'a pas été réexaminée au cours de l'année civile précédente; ou

2.2.2 Les dérogations à la politique de cybersécurité n'ont pas été consignées ou n'ont pas été autorisées par le cadre supérieur ou son délégué; ou

2.2.3 Les droits d'accès à l'information portant sur les *actifs électroniques critiques* n'ont pas été réexaminés au cours de l'année civile précédente; ou

2.2.4 La liste des personnes habilitées à délivrer l'autorisation d'accès à l'information portant sur les *actifs électroniques critiques* n'a pas été réexaminée au cours de l'année civile précédente.

2.3. Niveau 3 :

2.3.1 Les renseignements concernant le cadre supérieur n'ont pas été établis conformément à l'exigence E2.1; ou

2.3.2 La liste des personnes habilitées à délivrer l'autorisation d'accès électronique ou matériel à l'information protégée portant sur les *actifs électroniques critiques* n'existe pas; ou

2.3.3 Aucune modification apportée aux composantes matérielles ou logicielles des *actifs électroniques critiques* n'a été consignée conformément à l'exigence E6.

2.4. Niveau 4 :

2.4.1 Il n'existe pas de politique de cybersécurité; ou

2.4.2 Il n'existe pas de programme de détermination et de classement pour la protection de l'information portant sur les *actifs électroniques critiques*; ou

2.4.3 Il n'existe pas de documentation sur le contrôle des changements et de processus de gestion des configurations.

E. Différences régionales

Aucune identifiée.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications

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

A. Introduction

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

2. **Numéro :** CIP-003-1

3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**

Fonctions

4.1. Aucune disposition particulière

Installations

Aucune disposition particulière

Exemptions

4.2. Sont exemptés de la norme CIP-003 :

4.2.1 Aucune disposition particulière

4.2.2 Aucune disposition particulière

4.2.3 Aucune disposition particulière

4.2.4 Les entités identifiées au *registre des entités visées* qui n'ont pas d'*actifs critiques*.

5. **Date d'entrée en vigueur :**

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 30 octobre 2013

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : ~~30-xx octobre-mois 2013~~201x

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec : ~~4e~~ xx mois 201x

B. Exigences

~~Aucune disposition particulière~~Retrait des exigences E1.2, E3, E3.1, E3.2, E3.3 et E4.2.

C. Mesures

~~Aucune disposition particulière~~Retrait des mesures M1 et M3.

D. Conformité

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

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

1.1.1 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.

1.1.2 Aucune disposition particulière

1.1.3 Aucune disposition particulière

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

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	25 juillet 2012	Nouvelle annexe (décision D-2012-091)	Nouvelle
1	30 octobre 2013	<ul style="list-style-type: none">Suppression du mot « responsable » dans la section 4.2.4Utilisation d'un nouveau gabaritMise en italique du terme « registre des entités visées »	Révisée
<u>2</u>	<u>Xx mois 201x</u>	<ul style="list-style-type: none"><u>Retrait des exigences E1.2, E3, E3.1, E3.2, E3.3 et E4.2, et des mesures associées</u><u>Modification de la date d'adoption de l'annexe</u>	<u>Révisée</u>

A. Introduction

1. **Titre :** Cybersécurité — Périmètre de sécurité électronique
2. **Numéro :** CIP-005-1
3. **Objet :** La norme CIP-005 exige l'identification et la protection des *périmètres de sécurité électroniques* dans lesquels résident tous les *actifs électroniques critiques* ainsi que tous les points d'accès à ces périmètres. La norme CIP-005 fait partie du groupe de normes CIP-002 à CIP-009 et doit être lue dans ce contexte. Les entités responsables doivent interpréter et appliquer les normes CIP-002 à CIP-009 en tenant raisonnablement compte des considérations d'affaires.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. Dans le contexte de la norme CIP-005, l'expression « entité responsable » désigne :
 - 4.1.1 *Coordonnateur de la fiabilité*
 - 4.1.2 *Responsable de l'équilibrage*
 - 4.1.3 *Responsable des échanges*
 - 4.1.4 *Fournisseur de service de transport*
 - 4.1.5 *Propriétaire d'installation de transport*
 - 4.1.6 *Exploitant de réseau de transport*
 - 4.1.7 *Propriétaire d'installation de production*
 - 4.1.8 *Exploitant d'installation de production*
 - 4.1.9 *Responsable de l'approvisionnement*
 - 4.1.10 NERC
 - 4.1.11 *Organisations régionales de fiabilité*
 - 4.2. Sont exemptés de la norme CIP-005 :
 - 4.2.1 Les installations réglementées par la U.S. Nuclear Regulatory Commission ou la Commission canadienne de sûreté nucléaire.
 - 4.2.2 Les *actifs électroniques* associés aux réseaux de communication et aux liaisons d'échanges de données entre *périmètres de sécurité électroniques* distincts.
 - 4.2.3 Les entités responsables qui, conformément à la norme CIP-002, déterminent qu'elles n'ont pas d'*actif électronique critique*.
5. **Date d'entrée en vigueur :** 1^{er} juin 2006

B. Exigences

L'entité responsable doit respecter les exigences suivantes de la norme CIP-005 :

- E1. Périmètre de sécurité électronique** — L'entité responsable doit s'assurer que tout *actif électronique critique* se situe à l'intérieur d'un *périmètre de sécurité électronique*. L'entité responsable doit définir par écrit les *périmètres de sécurité électroniques* et tous les points d'accès à ces périmètres.

- E1.1.** Les points d'accès aux *périmètres de sécurité électroniques* doivent inclure tout équipement de communication avec l'externe (par ex., un modem commuté) dont l'extrémité est à l'intérieur des *périmètres de sécurité électroniques*.
- E1.2.** Dans le cas d'un *actif électronique critique* à accès commuté qui utilise un protocole non routable, l'entité responsable doit définir un *périmètre de sécurité électronique* propre à ce point d'accès unique au dispositif à lien commuté.
- E1.3.** Les liens de communication reliant des *périmètres de sécurité électroniques* distincts ne doivent pas être considérés comme faisant partie du *périmètre de sécurité électronique*. Par contre, les extrémités de ces liens de communication à l'intérieur des *périmètres de sécurité électroniques* doivent être considérées comme des points d'accès aux *périmètres de sécurité électroniques*.
- E1.4.** Tout *actif électronique* non critique situé à l'intérieur d'un *périmètre de sécurité électronique* défini doit être identifié et protégé conformément aux exigences de la norme CIP-005.
- E1.5.** Les *actifs électroniques* servant au contrôle d'accès et à la surveillance des *périmètres de sécurité électroniques* doivent faire l'objet des mesures de protection que prévoient la norme CIP-003, l'exigence E3 de la norme CIP-004, les exigences E2 et E3 de la norme CIP-005, les exigences E2 et E3 de la norme CIP-006, les exigences E1 et E3 à E9 de la norme CIP-007, la norme CIP-008 et la norme CIP-009.
- E1.6.** L'entité responsable doit tenir à jour la documentation de ses *périmètres de sécurité électroniques*, de tous ses *actifs électroniques critiques* et non critiques interconnectés à l'intérieur de ces périmètres, de tous les points d'accès électroniques à ces périmètres et des *actifs électroniques* servant au contrôle d'accès et à la surveillance de ces points d'accès.
- E2.** Contrôle des accès électroniques — L'entité responsable doit mettre en place, documents à l'appui, les processus organisationnels ainsi que les pratiques techniques et les marches à suivre concernant le contrôle des accès électroniques à tous les points d'accès électroniques aux *périmètres de sécurité électroniques*.
 - E2.1.** Ces processus et pratiques doivent s'appuyer sur un modèle de contrôle qui, par défaut, refuse tout accès de telle sorte qu'il soit nécessaire de définir explicitement des permissions d'accès.
 - E2.2.** À tous les points d'accès aux *périmètres de sécurité électroniques*, l'entité responsable doit activer seulement les ports et les services nécessaires pour le fonctionnement et la surveillance des *actifs électroniques* à l'intérieur du *périmètre de sécurité électronique*, et doit définir par écrit, la configuration de ces ports et de ces services, pris individuellement ou en groupe.
 - E2.3.** L'entité responsable doit instaurer une procédure permettant de sécuriser les accès commutés aux *périmètres de sécurité électroniques*.
 - E2.4.** Aux endroits par lesquels l'accès externe avec le *périmètre de sécurité électronique* est interactif, l'entité responsable doit mettre en place des contrôles techniques ou procéduraux rigoureux aux points d'accès pour authentifier l'identité des demandes d'accès, là où la technologie le permet.
 - E2.5.** La documentation exigée doit au moins définir et décrire :
 - E2.5.1.** Les processus de demande d'accès et d'autorisation d'accès;

- E2.5.2.** La méthode d'authentification d'identité;
- E2.5.3.** Le processus de révision des droits d'autorisation conformément à l'exigence E4 de la norme CIP-004;
- E2.5.4.** Les mécanismes de contrôle utilisés pour sécuriser les connexions à lien commuté.
- E2.6.** Bannière sur le bon usage — Là où la technologie le permet, les dispositifs d'accès électronique doivent afficher une bannière sur le bon usage approprié à l'écran de l'utilisateur lors de toute tentative d'accès interactif. L'entité responsable doit conserver un document décrivant le contenu de la bannière.
- E3.** Surveillance des accès électroniques — L'entité responsable doit mettre en place, documents à l'appui, des processus électroniques ou manuels pour surveiller et consigner les accès aux points d'accès aux *périmètres de sécurité électroniques*, et ce, vingt-quatre heures sur vingt-quatre, sept jours sur sept.
 - E3.1.** Pour les *actifs électroniques critiques* à accès commuté qui utilisent des protocoles non routables, l'entité responsable doit mettre en place, documents à l'appui, les processus de surveillance à chaque point d'accès au dispositif à lien commuté, là où la technologie le permet.
 - E3.2.** Là où la technologie le permet, les processus de surveillance de la sécurité doivent détecter et émettre une alerte à la suite de toute tentative d'accès ou d'un accès non autorisé. Ces alertes doivent fournir des informations appropriées au personnel d'intervention désigné. Aux endroits où les alertes ne sont techniquement pas possibles, l'entité responsable doit réexaminer ou vérifier les registres d'accès pour les tentatives d'accès ou les accès non autorisés, au moins tous les 90 jours.
- E4.** Analyse de la cybervulnérabilité — L'entité responsable doit effectuer une analyse de la cybervulnérabilité des points d'accès électronique aux *périmètres de sécurité électroniques* au moins une fois par année. L'analyse de la vulnérabilité doit, au minimum, comprendre ce qui suit :
 - E4.1.** Un document décrivant les processus d'analyse de la vulnérabilité;
 - E4.2.** Une vérification que seuls les ports et les services nécessaires au fonctionnement de ces points d'accès sont activés;
 - E4.3.** Le repérage de tous les points d'accès au *périmètre de sécurité électronique*;
 - E4.4.** Une examen des mécanismes de contrôle pour les comptes par défaut, les mots de passe, les chaînes de communauté de gestion du réseau informatique; et
 - E4.5.** La documentation des résultats de l'analyse, le plan d'action pour corriger ou atténuer les vulnérabilités décelées dans le cadre de l'analyse, et l'état d'avancement du plan d'action.
- E5.** Revue et mise à jour de la documentation — L'entité responsable doit revoir, mettre à jour et gérer toute la documentation attestant de sa conformité aux exigences de la norme CIP-005.
 - E5.1.** L'entité responsable doit s'assurer que toute la documentation exigée par la norme CIP-005 indique les configurations et les processus actuels. Elle doit revoir les documents et les procédures décrits dans la norme CIP-005 au moins une fois par année.

E5.2. L'entité responsable doit mettre à jour la documentation pour indiquer la modification du réseau ou des mécanismes de contrôle dans les 90 jours suivant le changement.

E5.3. L'entité responsable doit conserver les journaux des accès électroniques pendant au moins 90 jours. Les journaux ayant trait à un incident devant être déclaré doivent être conservés conformément aux exigences de la norme CIP-008.

C. Mesures

Les mesures suivantes serviront à démontrer la conformité aux exigences de la norme CIP-005. Les entités responsables peuvent définir par écrit les contrôles, pris individuellement ou en groupe :

M1. Documents concernant le *périmètre de sécurité électronique*, établis conformément à l'exigence E1.

M2. Documentation sur les contrôles des accès électroniques aux *périmètres de sécurité électroniques*, établie conformément à l'exigence E2.

M3. Documentation sur les contrôles mis en place pour consigner et surveiller les accès aux périmètres de sécurité électroniques, établie conformément à l'exigence E3

M4. Documentation sur l'analyse de la vulnérabilité annuelle, établie conformément à l'exigence E4.

M5. Les journaux des accès et la documentation sur les revues, les changements et la conservation des journaux, établis conformément à l'exigence E5.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

1.1.1 Les *organisations régionales de fiabilité* pour les entités responsables

1.1.2 La NERC pour l'*organisation régionale de fiabilité*

1.1.3 Un vérificateur tiers n'ayant aucun intérêt en jeu dans le résultat pour la NERC

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

Annuelle

1.3. Conservation des données

1.3.1 L'entité responsable doit conserver les journaux pour un minimum de 90 jours, à moins d'une période de rétention plus longue, conformément à l'exigence E2 de la norme CIP-008.

1.3.2 L'entité responsable doit conserver les autres documents et relevés de l'année civile précédente, conformément à la norme CIP-005.

1.3.3 Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit garder les dossiers des audits pendant trois années.

1.4. Autres informations sur la conformité

1.4.1 Les entités responsables doivent démontrer leur conformité au moyen d'une déclaration sur la conformité ou d'un audit tel que déterminé par le *responsable de la surveillance de la conformité*.

- 1.4.2** Les cas d'impossibilité pour l'entité responsable de suivre sa politique de cybersécurité doivent être consignés comme dérogations et être autorisés par le cadre supérieur ou son délégué. Les dérogations dûment autorisées ne conduiront pas à une non-conformité. Se reporter à l'exigence E3 de la norme CIP-003.

2. Niveaux de non-conformité

2.1. Niveau 1 :

- 2.1.1** Tous les documents prescrits à la norme CIP-005 existent, mais n'ont pas été mis à jour dans les 90 jours suivant tout changement comme prévu; ou
- 2.1.2** Les accès qui ne sont pas contrôlés, surveillés et consignés concernent moins de 15 % des périmètres de sécurité électroniques;
- 2.1.3** Les documents confirmant que seuls les ports et les services nécessaires au réseau ont été activés existent, mais il n'y a pas de document des révisions annuelles; ou
- 2.1.4** Au moins un, mais non la totalité, des points de l'analyse de vulnérabilité du *périmètre de sécurité électronique* a été effectué dans la dernière année civile.

2.2. Niveau 2 :

- 2.2.1** Tous les documents prescrits à la norme CIP-005 existent, mais n'ont pas été mis à jour et révisés dans l'année civile précédente comme prévu; ou
- 2.2.2** Les accès qui ne sont pas contrôlés, surveillés et consignés concernent de 15 % à 25 % des périmètres de sécurité électroniques; ou
- 2.2.3** La documentation et les dossiers des analyses de vulnérabilité des *périmètres de sécurité électroniques* existent, mais une analyse de vulnérabilité n'a pas été effectuée durant l'année civile précédente.

2.3. Niveau 3 :

- 2.3.1** Un document concernant les *périmètres de sécurité électroniques* existe, mais il y a au moins un *actif électronique critique* qui n'est pas à l'intérieur du *périmètre de sécurité électronique* défini; ou
- 2.3.2** Au moins un *actif électronique* non critique identifié est à l'intérieur du *périmètre de sécurité électronique*, mais cela ne figure dans aucun document; ou
- 2.3.3** Les documents sur les mécanismes de contrôle des accès électroniques existent, mais au moins un point d'accès n'a pas été identifié; ou
- 2.3.4** Les documents sur les mécanismes de contrôle des accès électroniques n'identifient pas ou ne décrivent pas les mécanismes de contrôle d'accès d'au moins un point d'accès; ou
- 2.3.5** Surveillance des accès électroniques :
- 2.3.5.1** Les accès qui ne sont pas contrôlés, surveillés et consignés concernent 26 % à 50 % des *périmètres de sécurité électroniques*; ou

2.3.5.2 Les journaux des accès existent, mais n'ont pas été examinés dans les 90 derniers jours; ou

2.3.6 La documentation et les dossiers des analyses de vulnérabilité des *périmètres de sécurité électroniques* existent, mais une analyse de vulnérabilité n'a pas été effectuée durant plus de deux années civiles.

2.4. Niveau 4 :

2.4.1 Aucune documentation sur le *périmètre de sécurité électronique* n'existe; ou,

2.4.2 Aucun dossier sur les accès n'existe; ou

2.4.3 Les accès qui ne sont pas contrôlés, surveillés et consignés concernent plus de 51 % des *périmètres de sécurité électroniques*; ou

2.4.4 La documentation et les dossiers des analyses de vulnérabilité des *périmètres de sécurité électroniques* existent, mais une analyse de vulnérabilité n'a pas été effectuée durant plus de trois années civiles; ou

2.4.5 Aucune documentation sur l'analyse de vulnérabilité des *périmètres de sécurité électroniques* n'existe.

E. Différences régionales

Aucune identifiée.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	16 janvier 2006	D.2.3.1 — Remplacer « Critical Assets » par « Critical Cyber Assets », tel que prévu.	24 mars 2006

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

A. Introduction

1. Titre : Cybersécurité – Périmètre de sécurité électronique

2. Numéro : CIP-005-1

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

Fonctions

4.1. Aucune disposition particulière

Installations

Aucune disposition particulière

Exemptions

4.2. Sont exemptés de la norme CIP-005 :

4.2.1 Aucune disposition particulière

4.2.2 Aucune disposition particulière

4.2.3 Aucune disposition particulière

4.2.4 Les entités identifiées au *registre des entités visées* qui n'ont pas d'*actifs critiques*.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 30 octobre 2013

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : ~~30 octobre~~^{xx} mois ~~2013~~^{201x}

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec : ~~le~~^{xx} mois 201x

B. Exigences

~~Aucune disposition particulière~~Retrait de l'exigence E2.6.

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

1.1.1 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.

1.1.2 Aucune disposition particulière

1.1.3 Aucune disposition particulière

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

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	25 juillet 2012	• Nouvelle annexe (décision D-2012-091)	Nouvelle
1	30 octobre 2013	<ul style="list-style-type: none">• Suppression du mot « responsable » dans la section 4.2.4• Utilisation d'un nouveau gabarit• Mise en italique du terme « registre des entités visées »	Révisée
<u>2</u>	<u>Xx mois 201x</u>	<ul style="list-style-type: none">• <u>Retrait de l'exigence E2.6</u>• <u>Modification de la date d'adoption de l'annexe</u>	<u>Révisée</u>

A. Introduction

1. **Titre :** Cybersécurité — Gestion de la sécurité des systèmes
2. **Numéro :** CIP-007-1
3. **Objet :** La norme CIP-007 exige de l'entité responsable de définir des méthodes, des processus, et des procédures pour sécuriser les systèmes jugés comme des *actifs électroniques critiques*, et sécuriser aussi les *actifs électroniques* non critiques situés à l'intérieur des *périmètres de sécurité électroniques*. La norme CIP-007 fait partie du groupe de normes CIP-002 à CIP-009 et doit être lue dans ce contexte. Les entités responsables doivent interpréter et appliquer les normes CIP-002 à CIP-009 en tenant raisonnablement compte des considérations d'affaires.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. Dans le contexte de la norme CIP-007, l'expression « entité responsable » désigne :
 - 4.1.1 *Coordonnateur de la fiabilité*
 - 4.1.2 *Responsable de l'équilibrage*
 - 4.1.3 *Responsable des échanges*
 - 4.1.4 *Fournisseur de service de transport*
 - 4.1.5 *Propriétaire d'installation de transport*
 - 4.1.6 *Exploitant de réseau de transport*
 - 4.1.7 *Propriétaire d'installation de production*
 - 4.1.8 *Exploitant d'installation de production*
 - 4.1.9 *Responsable de l'approvisionnement*
 - 4.1.10 NERC
 - 4.1.11 *Organisations régionales de fiabilité*
 - 4.2. Sont exemptés de la norme CIP-007 :
 - 4.2.1 Les installations réglementées par la U.S. Nuclear Regulatory Commission ou la Commission canadienne de sûreté nucléaire.
 - 4.2.2 Les *actifs électroniques* associés aux réseaux de communication et aux liaisons d'échanges de données entre *périmètres de sécurité électroniques* distincts.
 - 4.2.3 Les entités responsables qui, conformément à la norme CIP-002, déterminent qu'elles n'ont pas d'*actif électronique critique*.
5. **Date d'entrée en vigueur :** 1^{er} juin 2006

B. Exigences

L'entité responsable doit respecter les exigences suivantes de la norme CIP-007 pour tous les *actifs électroniques critiques* et les autres *actifs électroniques* situés à l'intérieur des *périmètres de sécurité électroniques* :

- E1.** Procédures de vérification — L'entité responsable doit s'assurer que les nouveaux *actifs électroniques* ou les modifications importantes aux *actifs électroniques* en place situés à

l'intérieur du *périmètre de sécurité électronique* n'ont pas d'impact négatif sur les systèmes de cybersécurité en place. Aux fins de la norme CIP-007, une modification importante doit, au minimum, inclure la mise en œuvre de rustines de sécurité, d'ensembles correctifs cumulatifs, de versions nouvelles et de mises à jour des systèmes d'exploitation, applications, plateformes de base de données ou autres logiciels ou micrologiciels tiers.

- E1.1.** L'entité responsable doit créer, mettre en œuvre et gérer des procédures de vérification de la cybersécurité de façon à minimiser les impacts négatifs sur le système de production ou son fonctionnement.
- E1.2.** L'entité responsable doit établir des documents montrant que les vérifications sont exécutées de façon à tenir compte de l'environnement de production.
- E1.3.** L'entité responsable doit consigner les résultats des vérifications.
- E2.** Ports et services — L'entité responsable doit établir par écrit un processus pour s'assurer que seuls les ports et les services nécessaires aux activités normales et aux activités d'urgence sont activés.
 - E2.1.** L'entité responsable doit activer seulement les ports et les services nécessaires aux activités normales et aux activités d'urgence.
 - E2.2.** L'entité responsable doit désactiver les autres ports et services, y compris ceux qui servent aux vérifications, avant la mise en service de tous les *actifs électroniques* situés à l'intérieur des *périmètres de sécurité électroniques*.
 - E2.3.** Dans le cas où des contraintes techniques empêchent de désactiver les ports et services inutilisés, l'entité responsable doit définir par écrit les mesures compensatoires adoptées pour atténuer l'exposition au risque, ou bien déclarer par écrit son acceptation du risque couru.
- E3.** Gestion des rustines de sécurité — L'entité responsable doit établir par écrit, indépendamment ou au sein du processus de gestion des configurations précisées à l'exigence E6 de la norme CIP-003, un programme de gestion des rustines de sécurité permettant de suivre, évaluer, tester, et installer les rustines de cybersécurité applicables à tous les *actifs électroniques* situés à l'intérieur des *périmètres de sécurité électroniques*.
 - E3.1.** L'entité responsable doit consigner dans les 30 jours suivant leur disponibilité, l'évaluation des rustines de sécurité et des mises à jour de sécurité pour déterminer si elles doivent être déployées.
 - E3.2.** L'entité responsable doit établir des documents attestant la mise en œuvre des rustines de sécurité. Dans les cas où la rustine n'est pas installée, l'entité responsable doit définir par écrit les mesures compensatoires adoptées pour atténuer l'exposition au risque, ou bien déclarer par écrit son acceptation du risque couru.
- E4.** Prévention des logiciels malveillants — Là où la technologie le permet, l'entité responsable doit utiliser des logiciels antivirus et autres outils de prévention des logiciels malveillants (« maliciels ») pour détecter, prévenir, empêcher, et atténuer l'introduction, l'exposition, et la propagation des maliciels sur tous les *actifs électroniques* situés à l'intérieur des *périmètres de sécurité électroniques*.
 - E4.1.** L'entité responsable doit mettre en œuvre, documents à l'appui, des outils de prévention des virus et des maliciels. Dans le cas où des logiciels antivirus et des outils de prévention des maliciels ne sont pas installés, l'entité responsable doit définir par écrit les mesures compensatoires adoptées pour atténuer l'exposition au risque, ou bien déclarer par écrit son acceptation du risque couru.

- E4.2.** L'entité responsable doit mettre en œuvre, documents à l'appui, un processus pour la mise à jour des « signatures » des logiciels antivirus et des outils de prévention des maliciels. Le processus doit porter sur la vérification et l'installation des signatures.
- E5.** Gestion des comptes — L'entité responsable doit établir par écrit et mettre en œuvre les contrôles techniques et procéduraux qui assurent l'authentification et la responsabilité des accès à toutes les activités des usagers, et qui minimisent les risques d'un accès non autorisé à un système.
- E5.1.** L'entité responsable doit s'assurer que les comptes individuels et communs et les autorisations d'accès respectent le principe du « besoin de connaître » selon les fonctions et les tâches de chacun.
- E5.1.1.** L'entité responsable doit s'assurer que les comptes utilisateurs sont mis en œuvre tels qu'approuvés par le personnel désigné. Se reporter à l'exigence E5 de la norme CIP-003.
- E5.1.2.** L'entité responsable doit établir des méthodes, des processus et procédures fournissant des journaux suffisamment détaillés pour permettre de suivre les accès d'un utilisateur à son compte individuel pour un minimum de 90 jours.
- E5.1.3.** L'entité responsable doit revoir, au moins une fois par année, les comptes utilisateurs pour vérifier que les droits d'accès sont conformes à l'exigence E5 de la norme CIP-003 et à l'exigence E4 de la norme CIP-004.
- E5.2.** L'entité responsable doit mettre en œuvre une politique en vue de limiter l'étendue et d'encadrer l'utilisation admise des droits attachés aux comptes administrateurs, comptes communs et autres comptes génériques, y compris les comptes par défaut.
- E5.2.1.** La politique doit inclure le retrait, la désactivation, ou le changement de nom des comptes, lorsque cela est possible. Pour les comptes qui doivent rester activés, les mots de passe doivent être modifiés avant la mise en service de tout système.
- E5.2.2.** L'entité responsable doit identifier les personnes ayant des accès à des comptes communs.
- E5.2.3.** Pour les comptes qui sont partagés, l'entité responsable doit avoir une politique de gestion d'utilisation de ces comptes en limitant l'accès aux seules personnes disposant d'une autorisation, un historique d'utilisation des comptes (automatisé ou manuel), et des mesures pour sécuriser les comptes en cas de changement dans le personnel (par exemple, changement d'affectation ou cessation d'emploi).
- E5.3.** Au minimum, l'entité responsable doit exiger et utiliser des mots de passe, répondant aux conditions suivantes, si la technologie le permet :
- E5.3.1.** Chaque mot de passe doit avoir un minimum de 6 caractères.
- E5.3.2.** Chaque mot de passe doit être constitué d'une combinaison de lettres, de chiffres, et de caractères spéciaux.
- E5.3.3.** Chaque mot de passe doit être changé au moins une fois par année, ou plus fréquemment selon le risque.
- E6.** Surveillance du statut de sécurité — L'entité responsable doit, lorsque la technologie le permet, s'assurer que tous les *actifs électroniques* situés à l'intérieur du *périmètre de sécurité*

électronique soient dotés d'outils automatisés ou de processus de contrôle organisationnel, pour surveiller les événements systèmes touchant la cybersécurité.

- E6.1.** L'entité responsable doit mettre en œuvre, documents à l'appui, les processus organisationnels et le mécanisme technique et procédural assurant la surveillance des événements de sécurité survenant sur tous les *actifs électroniques* situés à l'intérieur du *périmètre de sécurité électronique*.
- E6.2.** Le mécanisme de contrôle de la surveillance de la sécurité doit déclencher des alertes automatiques ou manuelles en cas de détection d'*incidents de cybersécurité*.
- E6.3.** L'entité responsable doit tenir des journaux des événements systèmes touchant la cybersécurité, là où la technologie le permet, pour soutenir les interventions prescrites à la norme CIP-008.
- E6.4.** L'entité responsable doit conserver tous les journaux prescrits à l'exigence E6 pendant 90 jours.
- E6.5.** L'entité responsable doit revoir les journaux des événements systèmes touchant la cybersécurité et tenir un relevé des revues effectuées.
- E7.** Retrait ou redéploiement — L'entité responsable doit établir des méthodes, des processus, et des procédures formels pour le retrait ou le redéploiement des *actifs électroniques* situés à l'intérieur des *périmètres de sécurité électroniques* tels que définis et documentés dans la norme CIP-005.
 - E7.1.** Avant le retrait d'un de ces actifs, l'entité responsable doit détruire ou effacer les mémoires afin de prévenir l'extraction non autorisée de données importantes de cybersécurité ou de fiabilité.
 - E7.2.** Avant le redéploiement d'un de ces actifs, l'entité responsable doit, au minimum, effacer les mémoires afin de prévenir l'extraction non autorisée de données importantes de cybersécurité ou de fiabilité.
 - E7.3.** L'entité responsable doit tenir des registres montrant que ces actifs ont été retirés ou redéployés selon les procédures établies.
- E8.** Analyse de la cybervulnérabilité — L'entité responsable doit effectuer une analyse de la cybervulnérabilité de tous les *actifs électroniques* situés à l'intérieur du *périmètre de sécurité électronique* au moins une fois par année. Cette analyse doit, au minimum, comprendre ce qui suit :
 - E8.1.** Une documentation décrivant le processus d'analyse de la vulnérabilité;
 - E8.2.** Une vérification que seuls les ports et les services nécessaires au fonctionnement des *actifs électroniques* compris dans le *périmètre de sécurité électronique* sont activés;
 - E8.3.** Une revue des mécanismes de contrôle des comptes par défaut; et
 - E8.4.** La documentation des résultats de l'analyse, du plan d'action établi pour corriger ou atténuer les vulnérabilités décelées au cours de l'analyse et de l'état d'avancement du plan d'action.
- E9.** Revue et mise à jour de la documentation — L'entité responsable doit revoir et mettre à jour la documentation prescrite à la norme CIP-007 au moins une fois par année. Les changements résultant de modifications apportées aux systèmes ou aux mécanismes de contrôle doivent être consignés dans les 90 jours suivant le changement.

C. Mesures

Les mesures suivantes serviront à démontrer la conformité aux exigences de la norme CIP-007 :

- M1.** Documentation définissant les procédures de vérification de sécurité, établie conformément à l'exigence E1.
- M2.** Documentation établie conformément à l'exigence E2.
- M3.** Documentation et dossiers sur le programme de gestion des rustines de sécurité, établis conformément à l'exigence E3.
- M4.** Documentation et dossiers sur le programme de prévention des logiciels malveillants, établis conformément à l'exigence E4.
- M5.** Documentation et dossiers sur le programme de gestion des comptes, établis conformément à l'exigence E5.
- M6.** Documentation et dossiers sur son programme de surveillance du statut de sécurité, établis conformément à l'exigence E6.
- M7.** Documentation et dossiers sur le programme de retrait ou de redéploiement des *actifs électroniques*, établis conformément à l'exigence E7.
- M8.** Documentation et dossiers sur l'analyse de vulnérabilité annuelle de tous les *actifs électroniques* situés à l'intérieur des *périmètres de sécurité électroniques*, établis conformément à l'exigence E8.
- M9.** Documentation et dossiers démontrant les revues et la mise en jour établis, conformément à l'exigence E9.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

- 1.1.1** Les *organisations régionales de fiabilité* pour les entités responsables
- 1.1.2** La NERC pour l'*organisation régionale de fiabilité*
- 1.1.3** Un vérificateur tiers n'ayant aucun intérêt en jeu dans le résultat pour la NERC

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

Annuelle.

1.3. Conservation des données

- 1.3.1** L'entité responsable doit conserver toute la documentation et les dossiers de l'année civile précédente.
- 1.3.2** L'entité responsable doit conserver les journaux des événements systèmes touchant la sécurité pendant 90 jours, à moins qu'une période de conservation plus longue, soit exigée conformément à l'exigence E2 de la norme CIP-008.
- 1.3.3** Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit garder les dossiers des audits pendant trois années civiles.

1.4. Autres informations sur la conformité

- 1.4.1** Les entités responsables doivent démontrer leur conformité au moyen d'une déclaration sur la conformité ou d'un audit tel que déterminé par le *responsable de la surveillance de la conformité*.
- 1.4.2** Les cas d'impossibilité pour l'entité responsable de suivre sa politique de cybersécurité doivent être consignés comme dérogations et être autorisés par le cadre supérieur ou son délégué. Les dérogations dûment autorisées ne conduiront pas à une non-conformité. Se reporter à l'exigence E3 de la norme CIP-003.

2. Niveaux de non-conformité

2.1. Niveau 1 :

- 2.1.1** Les systèmes de contrôle de la sécurité sont en place, mais il manque la documentation écrite sur l'une des mesures (M1 à M9) de la norme CIP-007; ou
- 2.1.2** Un des documents prescrits par la norme CIP-007 n'a pas été revu au cours de l'année civile précédente, conformément à l'exigence E9; ou
- 2.1.3** Un des systèmes de contrôle de la sécurité n'a pas été mis à jour dans les 90 jours suivant le changement conformément à l'exigence E9;
- 2.1.4** Ou bien :
- Les autorisations et les droits d'accès n'ont pas été réexaminés au cours de l'année civile précédente; ou
 - Dans l'un ou l'autre des journaux d'événements systèmes, il y a une absence de plus de sept jours dans la consignation des événements touchant la cybersécurité; ou
 - Les rustines de sécurité et les mises à jour n'ont pas été analysées pour savoir si elles doivent être déployées dans les 30 jours suivant leur disponibilité.

2.2. Niveau 2 :

- 2.2.1** Les systèmes de contrôle de la sécurité sont en place, mais il manque la documentation écrite sur deux des mesures (M1 à M9) de la norme CIP-007; ou
- 2.2.2** Deux occurrences de violations énoncées au niveau 1 de non-conformité en 2.1.4 se sont produites au cours de la même période de conformité.

2.3. Niveau 3 :

- 2.3.1** Les systèmes de contrôle de la sécurité sont en place, mais il manque la documentation écrite sur trois des mesures (M1 à M9) de la norme CIP-007; ou
- 2.3.2** Trois occurrences de violations énoncées au niveau 1 de non-conformité en 2.1.4 se sont produites au cours de la même période de conformité.

2.4. Niveau 4 :

- 2.4.1** Les systèmes de contrôle de la sécurité sont en place, mais il manque la documentation écrite sur quatre ou plus des mesures (M1 à M9) de la norme CIP-007; ou
- 2.4.2** Quatre occurrences de violations énoncées au niveau 1 de non-conformité en 2.1.4 se sont produites au cours de la même période de conformité.
- 2.4.3** Aucun journal n'existe.

E. Différences régionales

Aucune identifiée.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications

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

A. Introduction

1. Titre : Cybersécurité – Gestion de la sécurité des systèmes

2. Numéro : CIP-007-1

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

Fonctions

4.1. Aucune disposition particulière

Installations

Aucune disposition particulière

Exemptions

4.2. Sont exemptés de la norme CIP-007 :

4.2.1 Aucune disposition particulière

4.2.2 Aucune disposition particulière

4.2.3 Aucune disposition particulière

4.2.4 Les entités identifiées au *registre des entités visées* qui n'ont pas d'*actifs critiques*.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 30 octobre 2013

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : ~~30-xx octobre~~mois 2013201x

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

B. Exigences

~~Aucune disposition particulière~~Retrait de l'exigence E7.3.

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

1.1.1 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.

1.1.2 Aucune disposition particulière

1.1.3 Aucune disposition particulière

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





Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	25 juillet 2012	Nouvelle annexe (décision D-2012-091)	Nouvelle
1	30 octobre 2013	<ul style="list-style-type: none">Suppression du mot « responsable » dans la section 4.2.4Utilisation d'un nouveau gabaritMise en italique du terme « registre des entités visées »	Révisée
<u>2</u>	<u>Xx mois 201x</u>	<ul style="list-style-type: none"><u>Retrait de l'exigence E7.3</u><u>Modification de la date d'adoption de l'annexe</u>	

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 ~~sur les non-de~~ conformités
- 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	À déterminer 5 août 2010	Modifiée pour répondre aux directives du paragraphe 693 de l'ordonnance No. 693.	Révisée
<u>1</u>	<u>7 février 2013</u>	<u>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.</u>	
<u>1</u>	<u>21 novembre 2013</u>	<u>Approbation du retrait de l'exigence E2 et les éléments associés par la FERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » («Project 2013-02 »).</u>	

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 :** Aucune disposition particulière
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 son annexe au Québec : ~~le~~-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~~ Exigence retirée.

C. Mesures

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

Retrait de la mesure M2.

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

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1.	L'entité responsable n'a pas inclus dans son analyse un des sous-éléments (E1.1 à E1.5).	L'entité responsable n'a pas inclus dans son analyse deux des sous-éléments (E1.1 à E1.5).	L'entité responsable n'a pas inclus dans son analyse trois des sous-éléments (E1.1 à E1.5).	L'entité responsable n'a pas inclus 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. (Exigence retirée)	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.

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 :** 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.** ~~d~~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.

- E2.2.2.** ~~P~~erte d'un groupe de production, d'une ligne de transport, d'un transformateur ou d'un élément shunt sans *défaut* ;
 - E2.2.3.** ~~b~~locage d'un pôle, avec *élimination normale du défaut*, sur un réseau à courant continu haute tension, monopolaire ou bipolaire ;
 - E2.3.** Dans la situation avec toutes les *installations* en service, la réponse du réseau à la suite d'une *contingence* simple peut comprendre soit :
 - E2.3.1.** ~~u~~ne interruption planifiée ou contrôlée de la fourniture d'électricité à des clients raccordés de façon radiale ou à certains clients du réseau local branchés ou alimentés par l'*installation* en panne ou par la zone affectée ;
 - E2.3.2.** ~~u~~ne reconfiguration du réseau par commande manuelle ou automatique ou par intervention des protections.
 - E2.4.** En prévision de la prochaine *contingence*, il est permis d'apporter au réseau des ajustements qui peuvent concerner la production, les utilisations du réseau de transport et sa topologie.
 - E2.5.** Dans la situation avec toutes les installations en service et à la suite de l'une ou l'autre des *contingences* multiples définies dans la norme de fiabilité TPL-003, le réseau doit être stable en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension, toutes les *installations* doivent fonctionner selon leurs *caractéristiques assignées*, sans dépasser leurs limites thermiques et leurs limites de tension et de stabilité, et il ne doit pas se produire de pannes suite à des *déclenchements en cascade* ou de séparation non maîtrisée du réseau.
 - E2.6.** Dans la détermination de la réponse du réseau face à l'une ou l'autre des *contingences* multiples définies dans la norme de fiabilité TPL-003, outre les interventions définies aux exigences E2.3.1 et E2.3.2, l'intervention ci-dessous est acceptable :
 - E2.6.1.** Interruption planifiée ou contrôlée de fourniture d'électricité à des clients (délestage de charge), mise hors service planifiée de certains groupes de production, et/ou réduction de transferts d'électricité fermes (réservés et non révocables) sous contrat.
- E3.** La méthode du *responsable de la planification* pour établir les SOL doit comprendre, au minimum, une description des points ci-dessous, accompagnée des marges de fiabilité correspondantes :
 - E3.1.** ~~m~~Modèle d'étude (devant couvrir au moins la totalité de la zone du *responsable de la planification* et prendre en compte les détails de modélisation des zones des autres *responsables de la planification* qui peuvent avoir une incidence sur une ou des *installations* à l'étude) ;
 - E3.2.** ~~s~~Sélection des *contingences* applicables ;
 - E3.3.** ~~n~~Niveau de détail des modèles de réseau considérés pour établir les SOL ;
 - E3.4.** ~~u~~Utilisations autorisées d'*automatismes de réseau* ou de *plans de défense* ;
 - E3.5.** ~~e~~État anticipé de la configuration du réseau de transport, de la répartition de la production et du niveau de *charge* ;

E3.6. ~~c~~ 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~~**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.~~**1.4.2.** parties de la méthode d'établissement des SOL qui ont été remplacées au cours des 12 derniers mois;

~~1.4.4.~~**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 <i>responsable de la planification</i> a une méthode par écrit d'établissement des SOL dans sa zone de planification, mais elle ne répond pas à E1.2.	Le <i>responsable de la planification</i> a une méthode par écrit d'établissement des SOL dans sa zone de planification, mais elle ne répond pas à E1.3.	Le <i>responsable de la planification</i> a une méthode par écrit d'établissement des SOL dans sa zone de planification, mais elle ne répond pas à E1.1. OU Le <i>responsable de la planification</i> n'a pas de méthode par écrit d'établissement des SOL dans sa zone de planification.
E2	La méthode d'établissement des SOL du <i>responsable de la planification</i> 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 <i>responsable de la planification</i> 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 <i>responsable de la planification</i> 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 <i>responsable de la planification</i> 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).

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E3	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.	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.	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.	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.
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>

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
			<p>Le <i>responsable de la planification</i> 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 <i>responsable de la planification</i> 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 <i>responsable de la planification</i> 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>

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E5 (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)	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.	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.	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. OU 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.	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. OU 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.

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 multitermes 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 ~~f~~Fonctionnement de toutes les *installations* dans leurs limites thermiques et leurs limites de fréquence et de tension post-contingence_;
 - 1.2.2 ~~p~~Pas de panne suite à des *déclenchements en cascade*_;
 - 1.2.3 ~~p~~Pas de séparation non maîtrisée du réseau_;
 - 1.2.4 ~~s~~Stabilité du réseau en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension_;

- 1.2.5 ~~s~~elon 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 ~~e~~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	Approbation 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	Approbation 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~~ Retrait de l'exigence E5 et ses éléments associés.

C. Mesures

~~Aucune disposition particulière~~ Retrait de la mesure M3 et ses éléments associés.

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	xx mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

- 1. Titre :** Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation
- 2. Numéro :** FAC-011-2
- 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.** ~~D~~éfaut 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.

- E2.2.2.** ~~p~~Perte d'un groupe de production, d'une ligne de transport, d'un transformateur ou d'un élément shunt sans *défaut* ;
 - E2.2.3.** ~~b~~Blocage d'un pôle, avec *élimination normale du défaut*, sur un réseau à courant continu haute tension, monopolaire ou bipolaire ;
 - E2.3.** Dans la détermination de la réponse du réseau face à une *contingence* simple, les interventions ci-dessous sont acceptables :
 - E2.3.1.** une interruption planifiée ou contrôlée de la fourniture d'électricité à des clients raccordés de façon radiale ou à certains clients du réseau local branchés ou alimentés par l'*installation en défaut* ou par la zone affectée ;
 - E2.3.2.** une interruption de la fourniture d'électricité à d'autres clients du réseau, (a) seulement si le réseau a déjà été ajusté ou est en cours d'ajustement, à la suite de la première indisponibilité ou (b) si les conditions d'exploitation réelles sont plus défavorables que prévu dans les études correspondantes ;
 - E2.3.3.** une reconfiguration du réseau par commande manuelle ou automatique ou intervention des protections.
 - E2.4.** En prévision de la prochaine *contingence*, il est permis d'apporter au réseau des ajustements qui peuvent concerner la production, les utilisations du réseau de transport et sa topologie.
- E3.** La méthode du *coordonnateur de la fiabilité* pour établir les SOL doit comprendre, au minimum, une description des points ci-dessous, accompagnée des marges de fiabilité correspondantes :
 - E3.1.** ~~M~~odèle d'étude (devant couvrir au moins la totalité de la *zone de fiabilité* et prendre en compte les détails de modélisation des autres *zones de fiabilité* qui peuvent avoir une incidence sur une ou des *installations* à l'étude) ;
 - E3.2.** ~~s~~Sélection des *contingences* applicables ;
 - E3.3.** ~~P~~rocessus permettant d'établir quelles limites de stabilité correspondant à la liste des contingences multiples (fournies par le *responsable de la planification* conformément à l'exigence E6 de la norme FAC-014) sont applicables pour l'horizon d'exploitation étant donné les conditions réelles ou prévues du réseau.
 - E3.3.1.** Ce processus doit tenir compte de la nécessité de modifier ces limites, leur liste ainsi que celle des contingences multiples s'y rapportant ;
 - E3.4.** ~~n~~Niveau de détail des modèles de réseau considérés pour établir les SOL ;
 - E3.5.** ~~u~~Utilisations autorisées d'*automatismes de réseau* ou de *plans de défense* ;
 - E3.6.** ~~é~~État anticipé de la configuration du réseau de transport, de la répartition de la production et du niveau de *charge* ;
 - E3.7.** ~~c~~Critères permettant d'établir 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 *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	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>le requièrent.</p> <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>

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 ~~F~~fonctionnement de toutes les *installations* dans leurs limites thermiques et leurs limites de fréquence et de tension post-contingence ;
 - 1.2.2 ~~P~~pas de panne suite à des *déclenchements en cascade* ;
 - 1.2.3 ~~p~~Pas de séparation non maîtrisée du réseau ;

- 1.2.4 ~~S~~tabilité du système en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension;
 - 1.2.5 ~~s~~elon 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 ~~E~~n 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.

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
<u>2</u>	<u>7 février 2013</u>	<u>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.</u>	
<u>2</u>	<u>21 novembre 2013</u>	<u>Approbation du retrait de l'exigence E5 and les éléments associés par la FERC dans le cadre du projet « Paragraph 81» (« Project 2013-02 »).</u>	
<u>2</u>	<u>24 février 2014</u>	<u>Mise à jour des VSL basée sur l'approbation du 24 juin 2013.</u>	

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 : ~~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 son annexe au Québec : ~~le~~ xx mois 201x

B. Exigences

~~Aucune disposition particulière~~ Retrait de l'exigence E5 et ses éléments associés.

C. Mesures

~~Aucune disposition particulière~~ Retrait de la mesure M3 et ses éléments associés.

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

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	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"> Remplacement par des tirets (–) de certains traits d'union (-) incorrectement employés. Ajout de traits d'union dans l'expression « Reliability Coordinator-to-Reliability Coordinator » utilisée comme adjectif. Modification de l'en-tête pour assurer l'uniformité avec le titre. Ajout de « points », le cas échéant. Ajout de majuscules à la première lettre des mots de l'en-tête « Definitions of Terms Used in Standard ». Remplacement de « Timeframe » par « Time Frame » au point D, 1.2. Mise en minuscule des mots qui ne sont pas des termes désignés — « drafting team », « self-certification ». Remplacement des apostrophes par des guillemets. Suppression de la virgule après le mot « condition » au point R.1.1. Ajout d'une virgule après le mot « expected » à la dernière phrase du point 1.4. Suppression des espaces inutiles, le cas échéant. 	20 janvier 2006
<u>1</u>	<u>7 février 2006</u>	<u>Adoptée par le Conseil d'administration de la NERC.</u>	
<u>1</u>	<u>16 mars 2007</u>	<u>Approuvée par la FERC.</u>	
<u>1</u>	<u>7 février 2013</u>	<u>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</u>	

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

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

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

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

A. Introduction

- 1. Titre :** Coordination des activités en temps réel entre les coordonnateurs de la fiabilité
- 2. Numéro :** IRO-016-1
- 3. Objet :** Aucune disposition particulière
- 4. Applicabilité :** Aucune disposition particulière
- 5. Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1.** Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : ~~30-xx octobre-mois~~ 201~~x~~3
 - 5.2.** Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : ~~xx30 octobre-mois~~ 201~~x~~3
 - 5.3.** Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : ~~1^{er}-xx avril-mois~~ 201~~x~~5

B. Exigences

~~Aucune disposition particulière~~ Retrait de l'exigence E2.

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

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
<u>1</u>	<u>Xx mois 201x</u>	<ul style="list-style-type: none">• <u>Modification des dates d'adoption</u>• <u>Retrait de l'exigence E2</u>	

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.

- 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
<u>0</u>	<u>8 février 2005</u>	<u>Adoptée par le Conseil d'administration de la NERC.</u>	
<u>0</u>	<u>16 mars 2007</u>	<u>Approuvée par la FERC.</u>	
<u>0</u>	<u>7 février 2013</u>	<u>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</u>	

Norme PRC-010-0 — Évaluation de la conception et de l'efficacité du programme de délestage en sous-tension

		<u>2013-02 »). En attente de d'approbation réglementaire.</u>	
<u>0</u>	<u>21 novembre 2013</u>	<u>Approbation du retrait de l'exigence E2 et les éléments associés par la FERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (« Project 2013-02 »).</u>	

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 : ~~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

~~Aucune disposition particulière~~ Retrait de l'exigence E2.

C. Mesures

~~Aucune disposition particulière~~ Retrait de la mesure M2.

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 :** 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 se 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"> Suppression de la virgule après « 2004 », sous « Development Steps Completed » #1. Remplacement de certains traits d'union (-) par des tirets demi-cadrats (—) ou des cadrats (—). Insertion de minuscules dans les mots « region », « board » et « regional » partout où cela est approprié dans le document. Ajout ou suppression de « points » au besoin. Remplacement de « Timeframe » par « Time Frame » dans la rubrique D. 1.2. 	2006/01/20
<u>1</u>	<u>7 février 2006</u>	<u>Adoptée par le Conseil d'administration de la NERC.</u>	
<u>1</u>	<u>16 mars 2007</u>	<u>Approuvée par la FERC.</u>	
<u>1</u>	<u>7 février 2013</u>	<u>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.</u>	
<u>1</u>	<u>21 novembre 2013</u>	<u>Approbation du retrait de l'exigence E2 et les éléments associés par la FERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (« Project 2013-02 »).</u>	

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 : ~~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

~~Aucune disposition particulière~~ Retrait de l'exigence E2.

C. Mesures

~~Aucune disposition particulière~~ Retrait de l'exigence M2.

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

Historique des révisions

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