

A. Introduction

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

5. Dates d'entrée en vigueur :

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

6. Contexte :

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

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

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

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

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

B. Exigences et mesures

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

d'un événement, soit une copie du formulaire de l'annexe 2 de la norme EOP-004-2 dûment rempli ou un formulaire « DOE-OE-417 », soit une pièce justificative de transmission (par exemple un journal d'exploitation ou un autre document d'exploitation, un enregistrement vocal, un courriel ou une confirmation de télécopie) attestant que la déclaration de l'événement a été transmise dans les 24 heures suivant la connaissance de l'atteinte du seuil de déclaration pour un type d'événement ou au plus tard à la fin du jour ouvrable suivant si l'événement survient survenu pendant une fin de semaine (reconnue comme la période comprise entre le vendredi à 16 h, heure locale, et le lundi à 8 h, heure locale). (E2)

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

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1 Responsable de la surveillance de l'application des normes

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

1.2 Conservation des pièces justificatives

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

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

- Chaque **entité responsable** doit conserver le **plan d'exploitation** courant ainsi que chaque version produite depuis le dernier audit aux fins de l'exigence E1 et de la mesure M1.
- Chaque **entité responsable** doit conserver une pièce justificative de leur conformité depuis le dernier audit aux fins des exigences E2, E3 et des mesures M2, M3.

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

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

1.3 Processus de surveillance et de mise en application des normes

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête sur la conformité

Déclaration volontaire

Plainte

1.4 Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

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

EOP-004-2 — Déclaration des événements

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

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

D. Différences

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Références

Principes directeurs et justification technique (annexé)

EOP-004 – Annexe 1 : Événements à déclarer

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

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

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

EOP-004-2 — Déclaration des événements

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

EOP-004-2 — Déclaration des événements

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

EOP-004-2 — Déclaration des événements

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

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

EOP-004 – Annexe 2 : Formulaire de déclaration des événements	
<p>Utiliser ce formulaire pour déclarer les événements. L'organisation de fiabilité électrique (ERO) acceptera le formulaire du DOE OE-417 au lieu de ce formulaire si l'entité est obligé de soumettre un rapport OE-417. Soumettre les déclarations à l'ERO par l'entremise de l'une ou l'autre des façons suivantes : courriel (systemawareness@nerc.net), télécopieur (404 446-9770) ou téléphone (404 446-9780).</p>	
Tâche	Commentaires
1.	Entité remplissant la déclaration doit inclure : Nom de l'entreprise : Nom de la personne à contacter : Adresse courriel de la personne à contacter : Numéro de téléphone : Soumis par (nom) :
2.	Date et heure de l'événement constaté Date (aaaa-mm-jj) : Heure (hh:mm) : Fuseau horaire :
3.	L'événement a-t-il eu son origine sur votre réseau ? Oui <input type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Inconnu <input type="checkbox"/>
4.	<p style="text-align: center;">Identification et description de l'événement :</p> <div style="display: flex;"> <div style="flex: 1;"> <p>(Cocher la case appropriée)</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Dommage ou destruction d'une <i>installation</i> <input type="checkbox"/> Menace physique à une <i>installation</i> <input type="checkbox"/> Menace physique à un centre de contrôle <input type="checkbox"/> <i>Urgence</i> sur le BES : <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> appel au public pour réduire la charge <input type="checkbox"/> abaissement de tension sur tout le réseau <input type="checkbox"/> délestage manuel de charge ferme <input type="checkbox"/> délestage automatique de charge ferme <input type="checkbox"/> Excursion de tension dans une <i>installation</i> <input type="checkbox"/> Dépassement des IROL (toutes les <i>Interconnexions</i>) ou des SOL pour les <i>chemins de transfert</i> majeurs de WECC (WECC seulement) <input type="checkbox"/> Perte de charge ferme <input type="checkbox"/> Séparation du réseau <input type="checkbox"/> Perte de production <input type="checkbox"/> Perte totale de l'alimentation électrique externe d'une centrale nucléaire (alimentation par le réseau) <input type="checkbox"/> Perte de transport <input type="checkbox"/> Évacuation imprévue d'un centre de contrôle <input type="checkbox"/> Perte totale de la capacité des communications vocales <input type="checkbox"/> Perte totale de la capacité de surveillance </div> <div style="flex: 1; border-left: 1px solid black; padding-left: 10px;"> Description écrite (facultative) : </div> </div>

Principe directeur et justification technique

Discussions sur l'applicabilité aux distributeurs

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

Déclarations multiples par une même organisation

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

Résumé des concepts-clés

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

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

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

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

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

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

Cueillette de données

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

Déclaration auprès des autorités policières

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

Parties prenantes dans le processus de déclaration

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

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

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

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

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

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

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

Coordination entre les corps policiers locaux et provinciaux et la GRC

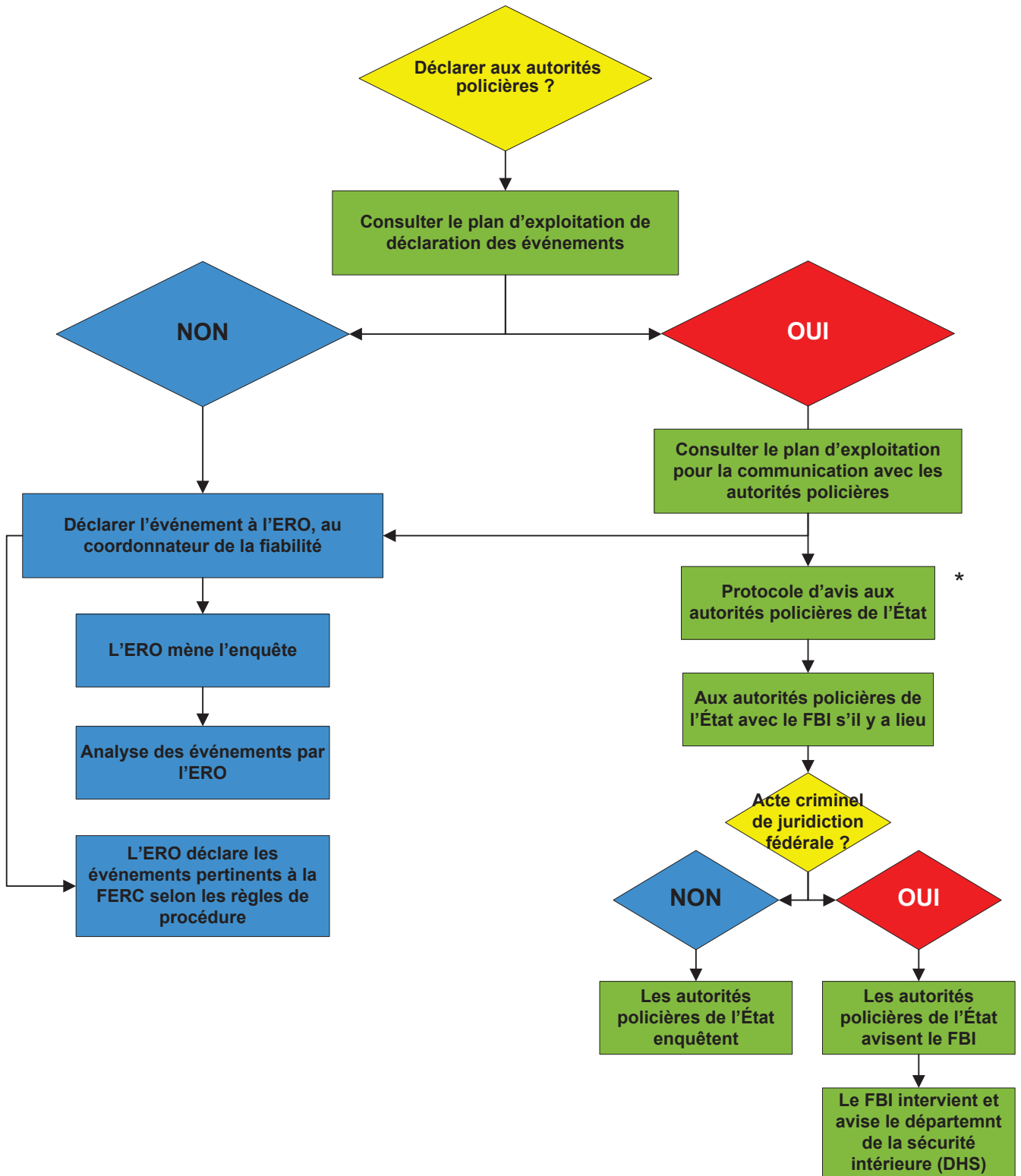
Une coordination semblable existe entre les autorités policières au Canada. Les corps policiers locaux et provinciaux se coordonnent entre eux pour enquêter sur des actes présumés de vandalisme et de sabotage. Les corps policiers provinciaux ont une entente de déclaration avec la Gendarmerie royale du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

Proposition de processus de déclaration – EOP-004

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

Exemple d'un processus de déclaration comprenant les autorités policières

Entité touchée par un événement de l'annexe 1



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

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

Concepts relatifs à la déclaration

Introduction

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

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

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

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

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

Résumé des concepts et des hypothèses

La norme :

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

Discussions sur la déclaration des perturbations

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

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

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

Discussions sur la déclaration des événements

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

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

Exemples de tels événements incluent :

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

Qu'en est-il du sabotage?

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

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

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

Utilisations potentielles de l'information déclarée

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

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

Collecte de l'information déclarée ou « guichet unique »

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

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

Justification :

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

Justification pour l'exigence E1 :

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

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

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

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

Justification pour l'exigence E2 :

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

Justification pour l'exigence E3 :

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

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

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

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

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

Historique des versions

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

Norme EOP-004-2 — Déclaration des événements

Annexe QC-EOP-004-2

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

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

A. Introduction

1. **Titre :** Déclaration des événements

2. **Numéro :** EOP-004-2

3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**

Fonctions :

Aucune disposition particulière

Installation :

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

5. **Dates d'entrée en vigueur :**

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

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

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

6. **Contexte :**

Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

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

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

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

1.2. **Conservation des pièces justificatives**

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

1.4. **Autres informations sur la conformité**

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

Norme EOP-004-2 — Déclaration des événements

Annexe QC-EOP-004-2

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

D. Différences

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Références

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

Principe directeur et fondement technique

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

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

A. Introduction

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

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

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

B. Exigences et mesures

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

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

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

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

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

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

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

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

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

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

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

EOP-010-1 — Exploitation sous perturbations géomagnétiques

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

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Principes directeurs et fondements techniques

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

Justification de l'exigence E1

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

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

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

Justification de l'exigence E2

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

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

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

Justification de l'exigence E3

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

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

Historique des versions

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

Norme EOP-010-1 — Exploitation sous perturbations géomagnétiques

Annexe QC-EOP-010-1

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

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

A. Introduction

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

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

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

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

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

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

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Norme EOP-010-1 — Exploitation sous perturbations géomagnétiques

Annexe QC-EOP-010-1

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

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

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

A. Introduction

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

B. Exigences

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

C. Mesures

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

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

Organisation régionale de fiabilité

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

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

1.3. Conservation des données

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

1.4. Autres informations sur la conformité

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

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

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

2. Niveaux de non-conformité

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

2.2. Niveau 2 : Sans objet

2.3. Niveau 3 : Sans objet

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

E. Différences régionales

Aucune identifiée

Historique des versions

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

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

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

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

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

A. Introduction

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

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

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

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

Aucune disposition particulière

1.3. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

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

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

Historique des révisions

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

A. Introduction

1. **Titre :** Réglage de la tension et de la puissance réactive
2. **Numéro :** VAR-001-4
3. **Objet :** Donner l'assurance que les niveaux de tension, les transits de puissance réactive et les ressources de puissance réactive sont surveillés, contrôlés et maintenus en *temps réel* dans les limites voulues pour préserver l'intégrité des équipements et l'exploitation fiable de l'*Interconnexion*.
4. **Applicabilité**
 - 4.1. *Exploitants de réseau de transport*
 - 4.2. *Exploitants d'installation de production dans l'Interconnexion de l'Ouest* (pour la différence WECC)
5. **Date d'entrée en vigueur**
 - 5.1. La norme entrera en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date d'approbation de la norme par un organisme gouvernemental pertinent, sauf dispositions contraires dans un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par une autorité pertinente. Dans un territoire où l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, la norme entrera en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date de son adoption par le Conseil d'administration de la NERC, sauf dispositions contraires dans ce territoire.

B. Exigences et mesures

- E1.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit définir un programme de tension du réseau (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance associée) dans le cadre de son **plan d'exploiter** dans les *limites d'exploitation du réseau* et les *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion*. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]
- 1.1.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir une copie des programmes de tension (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance associée) à son *coordonnateur de la fiabilité* et aux *exploitants de réseau de transport* adjacents dans les 30 jours civils suivants une demande.
- M1.** L'*exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives pour montrer qu'il a défini des programmes de tension du réseau (à l'aide soit d'une plage, soit d'une valeur cible avec une plage de tolérance associée).
- Dans le cas de l'alinéa 1.1, l'*exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives attestant que les programmes de tension (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance associée) ont été remis à son *coordonnateur de la fiabilité* et aux *exploitants de réseau de transport* adjacents dans les 30 jours suivants une demande. Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, des courriels, des publications sur site Web et des procès-verbaux de réunion.
- E2.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit programmer des ressources réactives suffisantes pour régler la tension en conditions normales et de *contingence*. Les *exploitants de réseau de transport* peuvent fournir suffisamment de ressources réactives par divers moyens, incluant, mais sans s'y limiter, la programmation de production de puissance réactive, les manœuvres de lignes de transport et de ressources de puissance réactive, et les charges contrôlables. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : exploitation en temps réel, exploitation du jour même et planification de l'exploitation*]
- M2.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives pour montrer qu'il a programmé des ressources réactives suffisantes d'après son évaluation du réseau. Pour l'horizon de planification de l'exploitation, l'*exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives des évaluations qui ont servi à établir la programmation des ressources.
- E3.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit exploiter ou diriger l'exploitation en *temps réel* des dispositifs de régulation de la tension et du flux de puissance réactive, selon les besoins. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : exploitation en temps réel, exploitation du jour même et planification de l'exploitation*]
- M3.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives pour montrer que des mesures ont été prises pour exploiter des ressources capacitives et inductives en *temps réel* selon les besoins. Ces pièces justificatives peuvent comprendre des instructions aux *exploitants d'installation de production* leur

demandant : 1) d'assurer un soutien supplémentaire de la tension, 2) de mettre en circuit des ressources, ou encore 3) d'apporter des ajustements manuels.

- E4.** L'*exploitant de réseau de transport* doit spécifier sous quelles conditions un groupe de production est exempté : 1) de suivre un programme de tension ou de *puissance réactive*, 2) d'avoir son régulateur de tension automatique en fonction ou de fonctionner en mode de régulation de tension, ou 3) de faire la transmission des notifications afférentes. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]

4.1. Si un *exploitant de réseau de transport* détermine qu'un groupe de production répond aux critères d'exemption, il doit notifier l'*exploitant d'installation de production* correspondant.

- M4.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir des pièces justificatives pour montrer qu'il a documenté les critères des exemptions applicables aux groupes de production.

Dans le cas de l'alinéa 4.1, l'*exploitant de réseau de transport* doit aussi détenir une pièce justificative attestant que, pour chaque groupe de production dans sa zone faisant l'objet d'une exemption : 1) de suivre un programme de tension ou de *puissance réactive*, 2) d'avoir son régulateur de tension automatique en fonction ou de fonctionner en mode de régulation de tension, ou 3) de faire la transmission des notifications, l'*exploitant d'installation de production* correspondant a été avisé de cette exemption.

- E5.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit définir un programme de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance associée) pour le côté haute tension ou basse tension, du transformateur élévateur de groupe de production, à la discrétion de l'*exploitant de réseau de transport*. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]

5.1. L'*exploitant de réseau de transport* doit fournir le programme de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance) à l'*exploitant d'installation de production* correspondant et ordonner à l'*exploitant d'installation de production* de se conformer au programme en mode de régulation de tension automatique (régulateur de tension automatique en fonction et réglant la tension).

5.2. L'*exploitant de réseau de transport* doit fournir à l'*exploitant d'installation de production* les exigences de notification en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance).

5.3. L'*exploitant de réseau de transport* doit fournir les critères qui ont servi à définir les programmes de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance) à l'*exploitant d'installation de production* dans les 30 jours après en avoir reçu la demande.

- M5.** L'*exploitant de réseau de transport* doit avoir une pièce justificative pour montrer qu'il a documenté un programme de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance).

Dans le cas de l'alinéa 5.1, l'*exploitant de réseau de transport* doit avoir une pièce justificative attestant qu'il a fourni un programme de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance) aux *exploitants d'installation de production* concernés, et que l'*exploitant d'installation de production* a reçu l'ordre de se conformer au programme en mode de régulation de tension automatique, sauf s'il en est exempté.

Dans le cas de l'alinéa 5.2, l'*exploitant de réseau de transport* doit avoir une pièce justificative attestant qu'il a fourni les exigences de notification en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* (spécifiant soit une plage, soit une valeur cible avec plage de tolérance).

Dans le cas de l'alinéa 5.3, l'*exploitant de réseau de transport* doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a communiqué les critères qui ont servi à établir les programmes de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance) dans les 30 jours après en avoir reçu la demande de l'*exploitant d'installation de production*.

- E6.** Après concertation avec le *propriétaire d'installation de production* sur les changements de prises à effectuer sur les transformateurs élévateurs de tension et le calendrier de mise en œuvre, l'*exploitant de réseau de transport* doit remettre au *propriétaire d'installation de production* la documentation qui **défini** les changements de prises requis, fixe les délais pour faire ces changements et la justification technique de ces changements. [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M6.** L'*exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'il a fourni la documentation au *propriétaire d'installation de production*, pour effectuer un changement de prises sur le transformateur élévateur d'un groupe de production, conformément à l'exigence, et qu'il a consulté au préalable le *propriétaire d'installation de production*.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

L'exploitant du réseau de transport doit conserver les pièces justificatives exigées aux mesures M1 à M6 pendant douze mois. Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit conserver toutes les données de vérification pendant trois ans.

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

L'expression « processus de surveillance et d'évaluation de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité à la norme de fiabilité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

VAR-001-4 – Réglage de la tension et de la puissance réactive

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification de l'exploitation	Élevé	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport ne définit pas de programme de tension du réseau (soit une plage ou une valeur cible avec une plage de tolérance).
E2	Exploitation en temps réel, exploitation du jour même et planification de l'exploitation	Élevé	Sans objet	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport ne programme pas des ressources réactives suffisantes pour prévenir le dépassement d'une limite SOL.	L'exploitant de réseau de transport ne programme pas des ressources réactives suffisantes pour prévenir le dépassement d'une limite IROL.

VAR-001-4 – Réglage de la tension et de la puissance réactive

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Exploitation en temps réel, exploitation du jour même et planification de l'exploitation	Élevé	Sans objet	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport n'exploite pas ou ne dirige pas l'exploitation en temps réel des dispositifs permettant de prévenir le dépassement d'une limite SOL.	L'exploitant de réseau de transport n'exploite pas ou ne dirige pas l'exploitation en temps réel des dispositifs permettant de prévenir le dépassement d'une limite IROL.
E4	Planification de l'exploitation	Faible	Sans objet	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport a des critères d'exemption et a notifié l'exploitant d'installation de production, mais l'exploitant de réseau de transport n'a pas de pièces justificatives de la notification à l'exploitant d'installation de production.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas des critères d'exemption.

VAR-001-4 – Réglage de la tension et de la puissance réactive

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité		
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé
E5	Planification de l'exploitation	Moyen	Sans objet	<p>L'exploitant de réseau de transport ne fournit pas les critères qui ont servi à définir les programmes de tension ou de puissance réactive (soit une plage ou une valeur cible avec une plage de tolérance) dans les 30 jours après en avoir reçu la demande.</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport ne fournit pas les programmes de tension ou de puissance réactive (soit une plage ou une valeur cible avec une plage de tolérance) à tous les exploitants d'installation de production.</p> <p>ou</p> <p>L'exploitant de réseau de transport ne fournit pas à l'exploitant d'installation de production des exigences de notification en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de puissance réactive (soit une plage ou une valeur cible avec une plage de tolérance).</p>

VAR-001-4 – Réglage de la tension et de la puissance réactive

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6	Planification de l'exploitation	Faible	L'exploitant de réseau de transport ne fournit pas la justification technique le délai accordé pour le changement de réglage de prise de transformateur élévateur de groupe de production.	Sans objet	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport ne fournit pas la justification technique et le délai accordé pour le changement de réglage de prise de transformateur élévateur de groupe de production.

D. Différences régionales

Les différences suivantes s'appliquent à l'ensemble du Western Electricity Coordinating Council (WECC) et remplacent dans leur intégralité les exigences E4 et E5. Plus précisément, l'exigence E4 est supprimée et l'exigence E5 est remplacée par les exigences suivantes.

Exigences

- E.A.13** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit émettre aux *exploitants d'installation de production*, pour chacune de leurs ressources de production en service et faisant partie du *système de production-transport d'électricité* dans la *zone de l'exploitant de réseau de transport*, un des types de programme de tension suivants : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification de l'exploitation et exploitation du jour même*]
- Un point de consigne de tension, avec une plage de tolérance de tension, pour une période précise;
 - une valeur initiale en voltampère de puissance réactive ou de facteur de puissance de sortie, avec une plage de tolérance de tension, pour une période précise, qui sert à l'*exploitant d'installation de production* pour établir une consigne de tension au jeu de barres du groupe de production;
 - une plage de tension pour une période précise.
- E.A.14** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir à l'*exploitant d'installation de production*, pour chaque ressource de production de sa zone, un des points de référence suivants pour le programme de tension : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification de l'exploitation et exploitation du jour même*]
- les bornes du groupe de production;
 - le côté haute tension du transformateur élévateur du groupe de production;
 - le point de raccordement;
 - un point établi d'un commun accord entre l'*exploitant de réseau de transport* et l'*exploitant d'installation de production*.
- E.A.15** Chaque *exploitant d'installation de production* doit convertir chaque programme de tension prescrit à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour le système d'excitation du groupe de production. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification de l'exploitation et exploitation du jour même*]
- E.A.16** Chaque *exploitant d'installation de production* doit fournir à l'*exploitant de réseau de transport*, dans les 30 jours civils suivant une demande de celui-ci, sa méthodologie de conversion de la consigne de tension entre le point indiqué à l'exigence E.A.14 et les bornes du groupe de production. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]

- E.A.17** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir à l'*exploitant d'installation de production*, dans les 30 jours civils suivant une demande de la part de celui-ci, des données sur son équipement de transport et des données d'exploitation aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]
- E.A.18** Chaque *exploitant d'installation de production* doit respecter les prescriptions suivantes relatives aux boucles de régulation s'il utilise des boucles de régulation à l'extérieur des régulateurs de tension automatique (AVR) pour gérer la charge en MVar : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]
- E.A.18.1** La conception de chaque boucle de régulation doit intégrer la réponse asservie à la tension de l'AVR aux écarts de tension pendant les *perturbations* du réseau.
- E.A.18.2** Chaque boucle de régulation ne doit être utilisée qu'avec le consentement mutuel de l'*exploitant d'installation de production* et de l'*exploitant de réseau de transport* concerné par la boucle de régulation.

Mesures¹

- M.E.A.13.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant qu'il a fourni les programmes de tension à l'*exploitant d'installation de production*. Sont admissibles à titre de pièce justificative : chiffriers, rapports, enregistrements vocaux ou autres documentations datés précisant le programme de tension, notamment les valeurs de consigne, les plages de tolérance et les périodes prescrites à l'exigence E.A.13.
- M.E.A.14.** L'*exploitant de réseau de transport* doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant qu'il a fourni à l'*exploitant d'installation de production* concerné, pour chaque ressource de production de sa zone d'*exploitant de réseau de transport*, un des points de référence de programme de tension prescrit à l'exigence E.A.14. Sont admissibles à titre de pièces justificatives : lettres, courriels ou autres documentations datés faisant état de la notification à l'*exploitant d'installation de production* du point de référence de programme de tension pour chaque ressource de production.
- M.E.A.15.** Chaque *exploitant d'installation de production* doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant qu'il a converti un programme de tension prescrit à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour l'AVR. Sont admissibles à titre de pièce justificative : chiffriers, journaux, rapports ou autres documentations datés.

1. La numérotation des mesures correspond à celle des exigences ; ainsi, M.E.A.13 désigne la mesure qui s'applique à l'exigence E.A.13.

- M.E.A.16.** *L'exploitant d'installation de production* doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant que dans les 30 jours civils suivants une demande de la part de son *exploitant de réseau de transport*, il a fourni sa méthodologie de conversion de la consigne de tension entre le point indiqué à l'exigence E.A.14 et les bornes du groupe de production. Sont admissibles à titre de pièce justificative : rapports, chiffriers ou autres documentations datés.
- M.E.A.17.** *L'exploitant de réseau de transport* doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant que, dans les 30 jours civils suivant une demande de la part de son *exploitant d'installation de production*, il a fourni des données aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension. Sont admissibles à titre de pièce justificative : rapports, chiffriers ou autres documentations datés.
- M.E.A.18.** Si *l'exploitant d'installation de production* utilise des boucles de régulation extérieures pour gérer la charge en Mvar, il doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant qu'il a respecté les prescriptions E.A.18.1 et E.A.18.2 relatives aux boucles de régulation. Sont admissibles à titre de pièce justificative : spécifications de conception indiquant les boucles de régulation établies d'un commun accord, rapports de réseau ou autres documentations datés.

Niveaux de gravité de la non-conformité

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

E#	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
<p>E.A.15</p>	<p><i>L'exploitant d'installation de production n'a pas converti au moins un programme de tension prescrit à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour l'AVR pour moins de 25 % des programmes de tension.</i></p>	<p><i>L'exploitant d'installation de production n'a pas converti des programmes de tension prescrits à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour l'AVR pour 25 %, mais moins de 50 % des programmes de tension.</i></p>	<p><i>L'exploitant d'installation de production n'a pas converti des programmes de tension prescrits à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour l'AVR pour 50 %, mais moins de 75 % des programmes de tension.</i></p>	<p><i>L'exploitant d'installation de production n'a pas converti des programmes de tension prescrits à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour l'AVR pour 75 % ou plus des programmes de tension.</i></p>
<p>E.A.16</p>	<p><i>L'exploitant d'installation de production a fourni sa méthodologie de conversion de consigne de tension dans un délai supérieur à 30 jours, mais d'au plus 60 jours suivant une demande de l'exploitant de réseau de transport.</i></p>	<p><i>L'exploitant d'installation de production a fourni sa méthodologie de conversion de consigne de tension dans un délai supérieur à 60 jours, mais d'au plus 90 jours suivant une demande de l'exploitant de réseau de transport.</i></p>	<p><i>L'exploitant d'installation de production a fourni sa méthodologie de conversion de consigne de tension dans un délai supérieur à 90 jours, mais d'au plus 120 jours suivant une demande de l'exploitant de réseau de transport.</i></p>	<p><i>L'exploitant d'installation de production n'a pas fourni sa méthodologie de conversion de consigne de tension dans un délai de 120 jours suivant une demande de l'exploitant de réseau de transport.</i></p>

E#	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E.A.17	L'exploitant de réseau de transport a fourni ses données aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension dans un délai supérieur à 30 jours mais d'au plus 60 jours suivant une demande de l'exploitant d'installation de production.	L'exploitant de réseau de transport a fourni ses données aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension dans un délai supérieur à 60 jours mais d'au plus 90 jours suivant une demande de l'exploitant d'installation de production.	L'exploitant de réseau de transport a fourni ses données aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension dans un délai supérieur à 90 jours mais d'au plus 120 jours suivant une demande de l'exploitant d'installation de production.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas fourni ses données aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension dans un délai de 120 jours suivant une demande de l'exploitant d'installation de production.
E.A.18	S. O.	L'exploitant d'installation de production n'a pas respecté les prescriptions relatives aux boucles de régulation de l'alinéa E.A.18.2 lorsque l'exploitant d'installation de production utilise des boucles de régulation à l'extérieur des AVR pour gérer la charge en Mvar.	L'exploitant d'installation de production n'a pas respecté les prescriptions relatives aux boucles de régulation de l'alinéa E.A.18.1 lorsque l'exploitant d'installation de production utilise des boucles de régulation à l'extérieur des AVR pour gérer la charge en Mvar.	L'exploitant d'installation de production n'a pas respecté les prescriptions relatives aux boucles de régulation des alinéas E.A.18.1 et E.A.18.2 lorsque l'exploitant d'installation de production utilise des boucles de régulation à l'extérieur des AVR pour gérer la charge en Mvar.

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

Principes directeurs et fondements techniques

Le fondement technique de chacune des exigences est exposé à la rubrique « justification » correspondante.

Justifications

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

Justification de l'exigence E1

Le paragraphe 1868 de l'Ordonnance 693 demande à la NERC d'ajouter « des exigences plus détaillées et plus explicites relativement aux “limites établies” et aux “ressources de puissance réactive suffisantes”, et de spécifier des marges acceptables (de tension ou de puissance réactive) ». Depuis la publication de l'Ordonnance 693, plusieurs normes FAC et TOP sont entrées en vigueur et ont eu pour effet de mieux encadrer les limites de tension. Plus précisément, les normes FAC-011 et FAC-014 exigent l'établissement de *limites d'exploitation du réseau* (limites SOL) et de marges de fiabilité. La définition des limites SOL dans le glossaire de la NERC englobe 1) les *caractéristiques assignées de stabilité* en tension (limites de stabilité applicables avant et après une *contingence*) et 2) les limites de tension du réseau (limites de tension applicable avant et après une *contingence*). Par conséquent, pour des raisons de fiabilité, il est maintenant stipulé à l'exigence E1 que l'*exploitant de réseau de transport* (TOP) doit établir des programmes de tension ou de puissance réactive spécifiant une plage de tolérance. En outre, étant donné les fortes influences réciproques possibles entre zones voisines, chaque TOP doit aussi remettre une copie de ces programmes à son *coordonnateur de la fiabilité* (RC) et aux TOP adjacents sur demande.

Justification de l'exigence E2

Le paragraphe 1875 de l'Ordonnance 693 demande à la NERC d'inclure des exigences qui obligeront à procéder périodiquement à des analyses de stabilité de tension, avec des techniques en ligne si l'on peut s'en procurer dans le commerce ou, à défaut, avec des outils hors ligne lorsque les outils en ligne ne sont pas disponibles. La présente norme n'exige pas expressément des analyses périodiques de stabilité de tension, car la réalisation de telles analyses sera plutôt prescrite par la méthode de détermination des *limites SOL* élaborée dans le cadre des normes FAC. Les normes TOP stipulent par ailleurs que le TOP doit respecter les limites SOL ainsi que les *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)*. L'équipe de rédaction des normes VAR et les participants de l'industrie ont aussi convenu que les meilleurs modèles et outils sont ceux qui ont fait leurs preuves, et que la norme ne devrait pas obliger une entité responsable à acheter de nouveaux outils de simulation en ligne. C'est pourquoi l'équipe de rédaction des normes VAR a simplifié les exigences visant à ce que des ressources de puissance réactive suffisantes soient en ligne ou programmées. La mention du recours à une charge modulable vise à répondre au paragraphe 1879 de l'Ordonnance 693.

Justification de l'exigence E3

Comme pour l'exigence E2, l'équipe de rédaction des normes VAR a établi que pour des raisons de fiabilité, le TOP doit veiller à assurer un soutien suffisant de la tension en *temps réel* afin de respecter les limites SOL.

Justification de l'exigence E4

L'équipe de rédaction des normes VAR a reçu des commentaires abondants sur des cas où une certaine latitude serait souhaitable pour permettre à un TOP de définir des exemptions applicables aux groupes de production, d'après les besoins spécifiques à sa propre zone. L'objectif de cette exigence est d'accorder au TOP la capacité d'exempter, en s'appuyant sur ses propres critères, un *exploitant d'installation de production* (GOP) : 1) d'un programme de tension ou de puissance réactive, 2) d'un réglage d'AVR, ou 3) des notifications prescrites à la norme VAR-002. Les commentaires reçus de l'industrie décrivent de nombreux événements du réseau qui justifieraient ces types d'exemption, par exemple : 1) la maintenance pendant les mois de basse saison, 2) des scénarios où deux groupes de production sont situés très près l'un de l'autre et où les deux ne peuvent pas être simultanément en mode de réglage de tension, et 3) de grandes fluctuations de tension du réseau pendant lesquelles la fiabilité serait compromise si tous les GOP devaient signaler les déviations en même temps à leurs TOP respectifs. En outre, par souci d'améliorer l'exigence, on a retiré de la norme actuellement en vigueur les sous-exigences concernant une liste de groupes de production exemptés, car la question de la fréquence de mise à jour de cette liste entraînait d'autres problèmes de conformité.

Justification de l'exigence E5

La nouvelle exigence vise à rendre plus transparents les critères utilisés par le TOP pour établir le programme de tension. Cette exigence offre aussi au TOP la possibilité de choisir un niveau de détail approprié lorsqu'il établit les exigences de notification en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de puissance réactive. En outre, cette exigence offre une plus grande clarté quant à la « plage de tolérance » spécifiée dans le programme de tension et quant à la zone d'insensibilité de la commande du système d'excitation du groupe de production.

La tolérance du programme de tension (associée à la tension cible de celui-ci) doit tenir compte de la fluctuation anticipée de la tension dans l'installation de l'*exploitant d'installation de production* en exploitation normale, et être basée sur l'évaluation par le TOP des contingences simples et des contingences doubles crédibles. Il ne faut pas confondre la plage de tolérance du programme de tension avec la zone d'insensibilité programmée dans la commande du régulateur automatique de tension de l'*exploitant d'installation de production*, laquelle doit agir sur le régulateur avant que l'une ou l'autre des limites de la bande de réglage du programme de tension ne soit atteinte.

Justification de l'exigence E6

Bien que les réglages de prise soient initialement établis avant le raccordement du groupe au réseau, cette exigence ne peut pas être supprimée puisqu'aucune autre norme n'encadre les

Directives d'application

changements de réglage de prise. Un réglage de prise incorrect risque d'influer sur la puissance réactive produite par le groupe.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Entrée en vigueur	Nouvelle norme
1	2 août 2006	Adoption par le Conseil d'administration	Révision
1	18 juin 2007	Approbation par la FERC de la version 1 de la norme	Révision
1	3 juillet 2007	Ajout de « <i>propriétaires d'installation de production</i> » et d'« <i>exploitants d'installation de production</i> » à la section Applicabilité	Erratum
1	23 août 2007	Suppression de « <i>propriétaires d'installation de production</i> » et d'« <i>exploitants d'installation de production</i> » à la section Applicabilité	Erratum
2	5 août 2010	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC ; modification pour répondre aux paragraphes 1858 et 1879 de l'Ordonnance 693.	Révision
2	10 janvier 2011	Emission d'une ordonnance de la FERC approuvant l'inclusion des <i>responsables de l'approvisionnement</i> et de la <i>charge modulable</i> dans la norme.	Révision
3	9 mai 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC ; ajout d'une différence régionale pour le WECC	Révision
3	20 juin 2013	Émission d'une ordonnance de la FERC approuvant la norme VAR-001-3	Révision
3	21 novembre 2013	Approbation par la FERC du retrait de l'exigence E5 et des éléments connexes dans le cadre du projet Paragraphe 81 (Projet 2013-02)	Révision
4	6 février 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
4	1 ^{er} août 2014	Émission d'une ordonnance de la FERC approuvant la norme VAR-001-4	

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

A. Introduction

1. **Titre :** Réglage de la tension et de la puissance réactive
2. **Numéro :** VAR-001-4
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**

Fonctions

Aucune disposition particulière.

Installations

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

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

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

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

A. Introduction

- 1. Titre :** **Exploitation des groupes de production pour le maintien des programmes de tension sur le réseau**
- 2. Numéro :** VAR-002-3
- 3. Objet :** Donner l'assurance que les groupes de production assurent un réglage adéquat de la puissance réactive et de la tension, compte tenu de la capacité des installations de production, afin de protéger l'équipement et d'assurer l'exploitation fiable de l'*Interconnexion*.
- 4. Applicabilité**
 - 4.1.** *Exploitant d'installation de production*
 - 4.2.** *Propriétaire d'installation de production*
- 5. Date d'entrée en vigueur**

La norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date d'approbation de la norme par un organisme gouvernemental pertinent, sauf dispositions contraires dans un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par une autorité pertinente. Dans un territoire où l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, la norme VAR-002-3 entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date de son adoption par le Conseil d'administration de la NERC, sauf dispositions contraires dans ce territoire.

B. Exigences et mesures

- E1.** *L'exploitant d'installation de production* doit exploiter chaque groupe de production raccordé au réseau de transport interconnecté en mode de régulation de tension automatique (avec le régulateur de tension automatique en fonction et réglant la tension) ou dans un mode de régulation différent tel que prescrit par *l'exploitant de réseau de transport*, sauf : 1) si le groupe de production est exempté par *l'exploitant de réseau de transport*, ou 2) si *l'exploitant d'installation de production* a avisé *l'exploitant de réseau de transport* d'une des situations suivantes : [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- le groupe de production fonctionne en mode de démarrage¹, de mise à l'arrêt² ou d'essai, conformément à une communication en *temps réel* ou à une procédure soumise précédemment à *l'exploitant de réseau de transport*; ou
 - le groupe de production ne fonctionne ni en mode de régulation de tension automatique, ni dans le mode de régulation demandé par *l'exploitant de réseau de transport*, pour une raison autre que le démarrage, la mise à l'arrêt ou des essais.
- M1.** *L'exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives permettant de montrer qu'il a avisé son *exploitant de réseau de transport* correspondant chaque fois qu'il n'a pas pu exploiter un groupe de production en mode de réglage automatique de tension ou dans un mode de régulation différent, dans les situations indiquées à l'exigence E1. Si un groupe de production est en **démarrage** ou **en mis à l'arrêt** sans la régulation de tension automatique ou s'il est en mode d'essai, et que *l'exploitant de réseau de transport* n'est pas avisé de l'état du régulateur de tension automatique, *l'exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives permettant de montrer qu'il a avisé *l'exploitant de réseau de transport* de sa procédure d'établissement du mode de régulation de tension automatique conformément à l'exigence E1. Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, un document daté attestant la transmission de la procédure, telles qu'un courriel ou une lettre auquel est jointe la procédure. Si un groupe de production est exempté, *l'exploitant d'installation de production* doit aussi avoir des pièces justificatives permettant de montrer que le groupe de production est exempté d'être en mode de régulation de tension automatique (avec le régulateur de tension automatique en service et réglant la tension).

-
1. On considère que le démarrage est terminé lorsque le groupe de production a atteint sa valeur de charge minimale alimentable en continu et qu'il est prêt pour un fonctionnement continu.
 2. On considère que la mise à l'arrêt commence lorsque la puissance du groupe de production a été réduite jusqu'à la charge minimale alimentable en continu et que le groupe est prêt à être mis hors réseau.

- E2.** Sauf si l'*exploitant de réseau de transport* l'en a exempté, chaque *exploitant d'installation de production* doit maintenir le programme de tension ou de *puissance réactive*³ de son ou ses groupes de production (compte tenu de la capacité de chaque *installation de production*⁴) fourni par l'*exploitant de réseau de transport* ; ou autrement, il doit satisfaire aux exigences de notification en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant de réseau de transport*. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]
- 2.1.** Si le régulateur de tension automatique d'un groupe de production est hors service ou si le groupe n'est pas équipé d'un régulateur de tension automatique, l'*exploitant d'installation de production* doit utiliser un autre moyen pour régler la puissance réactive du groupe afin de respecter le programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant du réseau de transport*.
- 2.2.** Quand il lui est ordonné de modifier la tension, l'*exploitant d'installation de production* doit exécuter la demande ou expliquer pourquoi il n'est pas possible de respecter le programme.
- 2.3.** Les *exploitants d'installation de production* qui ne surveillent pas la tension au point prescrit par leur programme de tension doivent utiliser une méthode appropriée pour convertir la tension programmée par leur *exploitant de réseau de transport* en une valeur applicable au point où la tension est effectivement mesurée.
- M2.** Afin de détecter si un groupe de production s'écarte de son programme, l'*exploitant d'installation de production* doit surveiller la tension d'après l'équipement existant dans son *installation*. L'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives permettant de montrer que le groupe de production a maintenu le programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant de réseau de transport*, ou doit avoir des pièces justificatives permettant de montrer que les exigences de notification des écarts par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* ont été suivies. Ces pièces justificatives peuvent comprendre sans s'y limiter, des journaux d'exploitation, des données SCADA, des relevés téléphoniques ou d'autres indications de notifications transmises à l'*exploitant de réseau de transport* ou attestant que l'*exploitant d'installation de production* s'est conformé aux directives de l'*exploitant de réseau de transport* en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive*.

-
3. Le programme de tension ou de *puissance réactive* est une valeur cible avec plage de tolérance ou une fourchette de tension ou de *puissance réactive* communiquée par l'*exploitant de réseau de transport* à l'*exploitant d'installation de production*.
4. La capacité d'une *installation de production* peut être établie au moyen d'un essai ou autrement, et peut parfois être insuffisante pour amener la tension du réseau à l'intérieur de la plage de tolérance du programme. En outre, quand un groupe de production fonctionne en régulation manuelle, la capacité de puissance réactive peut changer en fonction de la stabilité.

Aux fins de l'alinéa 2.1, si le régulateur de tension automatique d'un groupe de production est hors service ou si le groupe n'est pas équipé d'un tel régulateur de tension automatique, l'*exploitant d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives permettant de montrer qu'un autre moyen a été utilisé afin de régler la puissance réactive du groupe de façon à respecter le programme de tension ou de *puissance réactive* imposé par l'*exploitant de réseau de transport*.

Aux fins de l'alinéa 2.2, l'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives permettant de montrer qu'il s'est conformé à la demande de l'*exploitant de réseau de transport* de modifier sa tension, ou qu'il a expliqué à l'*exploitant de réseau de transport* pourquoi il n'a pas pu le faire. Ces pièces justificatives peuvent comprendre des journaux d'exploitation, des données SCADA ou des relevés téléphoniques.

Aux fins de l'alinéa 2.3, pour les *exploitants d'installation de production* qui ne surveillent pas la tension au point prescrit par le programme de tension, l'*exploitant d'installation de production* doit démontrer la méthode qu'il utilise pour convertir la tension programmée par son *exploitant de réseau de transport* à la tension au point surveillé par l'*exploitant d'installation de production*.

- E3.** Chaque *exploitant d'installation de production* doit aviser son *exploitant de réseau de transport* de tout changement d'état du régulateur de tension automatique, du stabilisateur de puissance ou de tout autre dispositif de régulation de tension dans les 30 minutes suivant ce changement. Si l'état initial est rétabli dans les 30 minutes suivant ce changement, l'*exploitant d'installation de production* n'est pas tenu d'aviser l'*exploitant de réseau de transport* du changement d'état. [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M3.** L'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives permettant de montrer qu'il a avisé son *exploitant de réseau de transport* dans les 30 minutes suivant tout changement d'état visé par l'exigence E3. Si l'état est rétabli dans les 30 minutes, aucun avis n'est nécessaire.
- E4.** Chaque *exploitant d'installation de production* doit aviser son *exploitant de réseau de transport* dans un délai de 30 minutes après avoir constaté un changement de capacité de puissance réactive dû à des facteurs autres qu'un changement d'état décrit à l'exigence E3. Si la capacité initiale a été rétablie dans les 30 minutes suivant la constatation de l'*exploitant d'installation de production*, alors l'*exploitant d'installation de production* n'est pas tenu d'informer l'*exploitant de réseau de transport* du changement de puissance réactive. [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M4.** L'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives permettant de montrer qu'il a avisé son *exploitant de réseau de transport* dans un délai de 30 minutes après avoir constaté un changement de capacité de puissance réactive selon l'exigence E4. Si l'état est rétabli dans les 30 minutes, aucun avis n'est nécessaire.

- E5.** Le *propriétaire d'installation de production* doit fournir ce qui suit à son *exploitant de réseau de transport* et à son *planificateur de réseau de transport*, dans les 30 jours suivant une demande : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : exploitation en temps réel*].
- 5.1.** Pour les transformateurs élévateurs de tension et les transformateurs auxiliaires dont la tension primaire est égale ou supérieure à la tension aux bornes du groupe de production :
- 5.1.1.** les réglages de prise ;
- 5.1.2.** les plages de prise fixe disponibles ;
- 5.1.3.** les données d'impédance.
- M5.** Le *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives permettant de montrer qu'il a fourni à son *exploitant de réseau de transport* et à son *planificateur de réseau de transport* correspondant les renseignements sur ses transformateurs élévateurs et les transformateurs auxiliaires prescrits à l'exigence 5, alinéas 5.1.1 à 5.1.3 à l'intérieur de 30 jours civils.
- E6.** Après avoir consulté l'*exploitant de réseau de transport* sur une modification à apporter aux prises d'un transformateur élévateur, le *propriétaire d'installation de production* doit veiller à modifier les réglages de prise conformément aux prescriptions de l'*exploitant de réseau de transport*, sauf si une telle intervention est de nature à compromettre la sécurité, les caractéristiques assignées d'un équipement, une exigence réglementaire ou une obligation légale. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]
- 6.1.** Si le *propriétaire d'installation de production* ne peut pas se conformer aux prescriptions de l'*exploitant de réseau de transport*, il doit aviser l'*exploitant de réseau de transport* et lui présenter une justification technique.
- M6.** Le *propriétaire d'installation de production* avoir les pièces justificatives permettant de montrer que les prises de ses transformateurs élévateurs ont été modifiées d'après la documentation de l'*exploitant de réseau de transport*, conformément à l'exigence E6. S'il n'a pas pu exécuter les modifications demandées, le *propriétaire d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il en a avisé son *exploitant de réseau de transport*, conformément à l'exigence R6.1.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver la dernière version de la documentation relative à ses transformateurs élévateurs et auxiliaires. L'*exploitant d'installation de production* doit conserver toute autre pièce justificative pour les années civiles courante et précédente.

Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit conserver toutes les données de vérification pendant trois ans.

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

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

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	
E1	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	À moins d'avoir été exempté de le faire, l'exploitant d'installation de production n'a pas exploité chacun de groupes de production raccordés au réseau de transport interconnecté en mode de réglage de tension automatique ou dans un mode de réglage différent tel que prescrit par l'exploitant de réseau de transport, et n'a pas avisé l'exploitant de réseau de transport dans une situation visée par l'exigence E1.
E2	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'exploitant d'installation de production n'a pas respecté le programme de tension ou de puissance réactive tel qu'ordonné par l'exploitant de réseau de transport, et n'a pas transmis les notifications prescrites par l'exploitant de réseau de transport. OU L'exploitant d'installation de production n'avait pas de

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

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						<p>régulateur de tension automatique en service, et l'entité responsable n'a pas utilisé d'un autre moyen pour respecter le programme de tension.</p> <p>OU</p> <p>L'<i>exploitant d'installation de production</i> n'a pas modifié la tension tel qu'ordonné, et l'entité responsable n'a pas fourni d'explication.</p>
E3	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'<i>exploitant d'installation de production</i> n'a pas transmis la notification prescrite dans les 30 minutes suivant un changement d'état.</p>
E4	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'<i>exploitant d'installation de production</i> n'a pas transmis la notification prescrite dans un délai de 30 minutes après avoir constaté un changement de capacité.</p>

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

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	
E6	Exploitation en temps réel	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas veillé à ce que les réglages de prise soient modifiés selon les prescriptions de l'exploitant de réseau de transport.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas modifié les réglages de prise et le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni de justification technique pour expliquer pourquoi il ne pouvait pas se conformer aux spécifications de l'exploitant de réseau de transport.</p>

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1 ^{er} mai 2006	Ajout de « E2 » à la fin des niveaux de non-conformité 2.1.2, 2.2.2, 2.3.2 et 2.4.3.	5 juillet 2006
1a	19 décembre 2007	Ajout de l'Annexe 1 – Interprétation des exigences E1 et E2 approuvée par le Conseil d'administration le 1 ^{er} août 2007.	Révision
1a	16 janvier 2007	Dans la section A.2, « a » ajouté à la fin du numéro de norme. Section F, « 1 » ajouté et date ajoutée.	Erratum
1.1a	29 octobre 2008	Adoption des errata par le Conseil d'administration ; numéro de version mis à jour à « 1.1a ».	Erratum
1.1b	3 mars 2009	Ajout de l'Annexe 2 – Interprétation de la norme VAR-002-1.1a approuvée par le Conseil d'administration le 10 février 2009.	Révision
2b	16 août 2012	Modification de l'exigence E1 en réponse à une demande d'interprétation. Ajout des VRF, des horizons et des VSL approuvés précédemment. Modification de l'exigence E2 pour l'harmoniser avec l'exigence E4 de la norme VAR-001-2. Émission d'une ordonnance de la FERC approuvant la norme VAR-002-2b. Adoption par le Conseil d'administration.	Révision

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

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

Principes directeurs et fondements techniques

Le fondement technique de chacune des exigences est exposé à la rubrique « Justification » correspondante.

Justifications

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

Justification de l'exigence E1

Cette exigence a été maintenue, vu l'importance d'exploiter un groupe de production avec son régulateur de tension automatique en fonction et en mode de réglage de la tension ou dans un mode prescrit par le TOP. Cependant, l'exigence a été modifiée pour permettre les essais, et la mesure correspondante a été modifiée par l'ajout de certaines pièces justificatives qui peuvent être utilisées à des fins de conformité.

Justification de l'exigence E2

L'exigence E2 spécifie en détail comment l'*exploitant d'installation de production (GOP)* exploite son ou ses groupes afin d'assurer la stabilité de la tension, et indique dans quels cas le GOP doit transmettre une notification au TOP. Soucieuse d'éviter désormais des exigences normatives de notification qui s'appliqueraient à l'ensemble du continent, l'équipe de rédaction de la norme VAR-002-3 a choisi de laisser à chaque TOP le soin d'établir les exigences de notification pour chacun de ses GOP respectifs d'après les besoins du réseau. En outre, une nouvelle alinéa 2.3 précise que chaque GOP peut surveiller la tension au moyen de l'équipement de ses installations existantes.

Méthodologie de conversion : Il existe bien des façons de convertir le programme de tension d'un niveau de tension à un autre. Certaines entités peuvent choisir d'établir des courbes de régulation de tension pour leurs transformateurs ; d'autres, d'appliquer un simple coefficient ; d'autres, enfin, peuvent opter pour une méthode tout à fait différente. Aucune de ces méthodes n'est exempte de défis techniques, mais les études effectuées par le TOP, qui tiennent compte des contingences simples et des contingences doubles crédibles, devraient permettre de neutraliser l'erreur introduite par ces méthodes; le TOP a d'ailleurs le pouvoir d'ordonner au GOP, s'il ne donne pas satisfaction, de modifier sa production. Pendant un événement sérieux dans le réseau, par exemple un effondrement de la tension, même un groupe de production en mode de réglage de tension automatique dont la commande est reliée au côté basse tension du transformateur élévateur pourra détecter l'événement à ce point de mesure et réagir en conséquence.

Tolérance du programme de tension : La tolérance associée à la tension cible d'un programme de tension doit tenir compte de la fluctuation anticipée de la tension dans l'*installation* du GOP en exploitation normale, et être basée sur l'évaluation par le TOP des contingences simples et des contingences doubles crédibles. Il ne faut pas confondre la plage de tolérance du programme de tension avec la bande morte programmée dans la commande du régulateur de

Directives d'application

tension automatique du GOP, laquelle doit agir sur le régulateur avant que l'une ou l'autre des limites de la bande de réglage du programme de tension ne soit atteinte.

Justification de l'exigence E3

Cette exigence a été modifiée de façon à rendre facultative les notifications quand un régulateur de tension automatique cesse de fonctionner puis est remis en service rapidement ; Les notifications de ce type de changement d'état n'ont guère d'intérêt pour la fiabilité, et c'est pourquoi le GOP dispose désormais d'un délai de 30 minutes pour régler le problème avant d'être tenu d'aviser le TOP d'un changement d'état. L'exigence a aussi été modifiée afin de supprimer l'obligation de transmettre une estimation de la durée prévue du changement d'état.

Justification de l'exigence E4

Cette exigence correspond à la deuxième partie de l'exigence E3 de la version précédente (VAR-002-2b). Elle permet aux GOP de ne déclarer le changement de capacité de puissance réactive qu'après l'avoir constaté. La version précédente impose une notification dès que le changement survient, mais bien des GOP ne sont pas au courant d'un changement de capacité de puissance réactive tant qu'il n'a pas eu lieu.

Justification de l'exigence E5

Cette exigence et la mesure correspondante ont été maintenues, car il est important d'avoir des réglages de prise exacts, sans quoi on risque d'affecter la puissance réactive produite par le groupe. L'exigence E4.1.4 (« plage de tension +/- avec pas en pourcentage, dans le cas des transformateurs avec changeur de prise en charge ») de la version précédente (VAR-002-2b) a été retirée. L'information de pourcentage n'est pas nécessaire puisque les réglages de prise, les plages et l'impédance sont fournis et qu'on peut au besoin, à partir de ces données, calculer le pourcentage de l'échelon de variation.

Justification de l'exigence E6

Cette exigence et la mesure correspondante ont été maintenues, car il est important d'avoir des réglages de prise exacts, sans quoi on risque d'affecter la puissance réactive produite par le groupe.

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

Annexe QC-VAR-002-3

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

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

A. Introduction

1. **Titre :** Exploitation des groupes de production en vue du maintien des programmes de tension sur le réseau
2. **Numéro :** VAR-002-3
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
 - Fonctions**

Aucune disposition particulière.
 - Installations**

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).
5. **Date d'entrée en vigueur au Québec :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences et mesures

Dispositions particulières applicables à l'exigence E2 :

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

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

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

Annexe QC-VAR-002-3

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

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

Disposition particulière applicable aux exigences E5 et E6 :

- Les *exploitants d'installation de production* ne sont pas tenus de respecter les exigences E5, E5.1, E5.1.1, E5.1.2, E5.1.3, E6 et E6.1 étant donné que l'*exploitant du réseau de transport* donnera des consignes en fonction de la tension à maintenir sur le réseau de transport.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

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

Annexe QC-VAR-002-3

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

Historique des révisions

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

A. Introduction

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

B. Exigences

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

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

C. Mesures

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

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

1.2. Surveillance de la conformité

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

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

1.3. Autres exigences de déclaration

Aucune déclaration additionnelle n'est requise.

1.4. Conservation des données

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

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

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

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

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune

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

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

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

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

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

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

E. Différences régionales

Aucune identifiée

Historique de la norme

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

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

A. Introduction

- 1. Titre :** Plans de délestage de charge
- 2. Numéro :** EOP-003-2
- 3. Objet :** Aucune disposition particulière
- 4. Applicabilité :** Aucune disposition particulière
- 5. Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1.** Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 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

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

1.2. Surveillance de la conformité

Aucune disposition particulière

1.3. Autres exigences de déclaration

Aucune disposition particulière

1.4. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

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

Annexe QC-EOP-003-2

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

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

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

A. Introduction

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

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

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

B. Exigences

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

C. Mesures

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

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

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

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

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

Sans objet

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

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes sur les non-conformités

Déclarations volontaires

Plaintes

1.4. Conservation des données

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

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

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

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune

Norme IRO-008-1 — Analyses opérationnelles et évaluations en temps réel du coordonnateur de la fiabilité

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

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

E. Différences régionales

Aucune

F. Documents associés

Aucun

Historique des versions

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

Annexe QC-IRO-008-1

Dispositions particulières de la norme IRO-008-1 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 :** Analyses opérationnelles et évaluations en temps réel du coordonnateur de la fiabilité
- 2. Numéro :** IRO-008-1
- 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 : 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

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

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

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

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents associés

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

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

A. Introduction

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

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

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

B. Exigences

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

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

C. Mesures

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

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

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

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

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

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

Sans objet

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

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Audits ponctuels

Enquêtes sur les non-conformités

Déclarations volontaires

Plaintes

Déclarations d'exceptions

1.4. Conservation des données

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

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

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

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent, tous les dossiers d'audit subséquents demandés ou présentés, ainsi que tous les rapports sur les dépassements d'IROL présentés depuis le dernier audit.

1.5. Autres informations sur la conformité

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

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

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

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

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

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

E. Différences régionales

Aucune

F. Documents associés

Rapport de dépassement de limite IROL

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	17 octobre 2008	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	
1	17 mars 2011	Ordonnance émise par la FERC approuvant IRO-009-1 (approbation en vigueur le 2011-05-23)	

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

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

A. Introduction

- 1. Titre :** Mesures du coordonnateur de la fiabilité pour exploiter à l'intérieur des IROL
- 2. Numéro :** IRO-009-1
- 3. Objet :** Aucune disposition particulière
- 4. Applicabilité :**
 - Fonctions**
Aucune disposition particulière
 - Installations**
La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).
- 5. Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1.** Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : le xx mois 201x
 - 5.2.** Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : le xx mois 201x
 - 5.3.** Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : le xx mois 201x

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

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

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

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents associés

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

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

A. Introduction

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

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

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

B. Exigences

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

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

C. Mesures

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

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

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

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

Sans objet

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

Audits de conformité,

Déclarations sur la conformité,

Audits ponctuels,
Enquêtes sur les non-conformités,

Déclarations volontaires,

Plaintes.

1.4. Conservation des données

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

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

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

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

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent, ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés ou présentés.

1.5. Autres informations sur la conformité

1.5.1 Aucune

Norme IRO-010-1a — Spécification et collecte des données du coordonnateur de la fiabilité

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

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

E. Différences régionales

Aucune

F. Documents associés

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

Historique des versions

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

Annexe 1

Interprétation des exigences E1.2 et E3

Texte des exigences E1.2 et E3

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

Question 1

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

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

Question 2

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

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

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

Question 3

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

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

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

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

A. Introduction

1. Titre : Spécification et collecte des données du coordonnateur de la fiabilité

2. Numéro : IRO-010-1a

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

Fonctions

Aucune disposition particulière

Installations

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

5. Date d'entrée en vigueur :

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

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

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

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

1.4. Conservation des données

Aucune disposition particulière

Annexe QC-IRO-010-1a

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

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

1. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents associés

Annexe 1

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

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