

INFORMATIONS RELATIVES AUX NORMES

Projet QC-2016-02

Norme EOP-011-1 – Mesures d'urgence

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

L'objectif de la norme EOP-011-1 est de combattre les effets des *urgences* d'exploitation en veillant à ce que chaque *exploitant de réseau de transport* et *responsable de l'équilibrage* établisse des *plans d'exploitation* afin de remédier aux urgences d'exploitation, et à assurer la coordination de ces plans à l'intérieur d'une *zone de fiabilité*.

La norme EOP-011-1 rationalise les exigences de mesures d'urgences pour le *système de production-transport d'électricité* (BES) dans une norme claire et concise. Elle consolide les exigences des normes EOP-001-2.1b, EOP-002-3.1 et EOP-003-2 déjà adoptée par la Régie de l'énergie et mise en vigueur le 1^{er} avril 2015, le 1^{er} janvier 2016 et le 1^{er} janvier 2017 respectivement. De plus, les révisions apportées dans la norme EOP-011-1 clarifient les exigences essentielles pour les mesures d'urgences, tout en assurant une bonne communication et la coordination entre les entités fonctionnelles.

2. PRÉREQUIS À LA MISE EN VIGUEUR

Les normes EOP-011-1, PRC-004-5(i) et PRC-010-2 doivent être adoptées simultanément.

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

Les normes EOP-001-21.b, EOP-002-3.1 et EOP-003-2 doivent être retirées quand la norme EOP-011-1 entre en vigueur.

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Aucune.

3.3. Définitions à modifier au glossaire :

Terme	Acronyme	Définition
Défaillance en énergie		<p><u>Ancienne définition :</u> Situation survenant lorsqu'un <i>responsable de l'approvisionnement</i> a épuisé toutes les options possibles et n'est plus en mesure de répondre aux besoins énergétiques prévus de ses clients.</p> <p><u>Nouvelle définition :</u> Situation survenant lorsqu'un <i>responsable de l'approvisionnement</i> ou un <i>responsable de l'équilibrage</i> a épuisé toutes les ressources possibles et n'est plus en mesure de faire face à ses obligations de <i>charges</i>.</p> <p>(Energy Emergency)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune.

4. APPLICABILITÉ

Exigences	Entités visées		
	Responsable de l'équilibrage (BA)	Coordonnateur de la fiabilité (RC)	Exploitant de réseau de transport (TOP)
E1			X
E2	X		
E3		X	
E4	X		X
E5		X	
E6		X	

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

Aucune.

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

La direction Contrôle des mouvements d'énergie, dans la fonction de responsable de l'équilibrage, de coordonnateur de la fiabilité et d'exploitant de réseau de transport est la seule entité visée par cette norme au Québec.

Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec
1er avril 2017	2 avril 2017

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

Légende :

Faible : Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.
Modéré : Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.
Important : Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée

8. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
HQCMÉ	2 641	2 641	Suivi de la conformité
Total	2 641	2 641	

Projet QC-2016-02

Norme MOD-031-2 – Données relatives à la demande et à l'énergie disponible

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

Le but de la norme MOD-031-2 (*Données relatives à la demande et à l'énergie disponible*) est de coordonner entre le *coordonnateur de la planification*, le *planificateur de réseau de transport*, le *planificateur de ressources* et le *responsable de l'approvisionnement* l'analyse des données relatives à la demande et à l'énergie disponible. Elle fait partie du projet qui découle de l'ordonnance 804 de la FERC et du projet 2010-04.1 de la NERC.

La norme fait en sorte de s'assurer que les planificateurs visés par celle-ci ait accès aux données et méthodes utilisées concernant la prévision de la demande en énergie. La précision de ces données fait en sorte de s'assurer de la capacité maximale du réseau de transport d'électricité et minimiser les impacts sur la fiabilité de celui-ci.

L'analyse de la performance sur une base annuelle de la gestion de la demande d'énergie, comparativement à la demande réelle, permet de raffiner et de rehausser la précision des prévisions et amélioré les méthodes utilisées.

La norme vient également clarifier le langage utilisé dans l'exigence 3 de celle –ci, en précisant les informations devant être transmises à un organisme gouvernemental approprié. La conformité à la gestion de la confidentialité de l'information reçue par les différentes fonctions visées et également clarifier.

La norme MOD-031-2 est importante pour les raisons suivantes :

- Éviter les goulots d'étranglement sur le réseau électrique
- Raffiner les méthodes de la gestion relative à la demande d'énergie
- Clarifier la nature des informations devant être transmises
- Établit les règles de gestion de la confidentialité de l'information.

2. PRÉREQUIS À LA MISE EN VIGUEUR

Aucun.

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

Aucun.

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

Aucune.

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Aucune.

3.3. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune.

3.4. Définitions à modifier au glossaire :

Aucune.

4. APPLICABILITÉ

Exigences	Entités visées					
	Coordonnateur de la planification ¹ (PC)	Planificateur de réseau de transport (TP)	Responsable de l'équilibrage (BA)	Planificateur des ressources (RP)	Responsable de l'approvisionnement (LSE)	Distributeur (DP)
E1	X		X			
E2		X	X		X	X
E3	X		X			
E4		X	X		X	

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

Aucune disposition particulière.

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

Dates d'entrée en vigueur proposée au Québec :

Puisque les entités visées autre que les DP se conforment déjà à la norme de façon volontaire, la date d'entrée en vigueur proposée au Québec est le 1^{er} avril 2017.

Date d'entrée en vigueur aux USA	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec
1 ^{er} Octobre 2016	1 ^{er} avril 2017 pour les fonctions autres que DP
	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 6 mois suivant l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie pour la fonction DP

¹ *Responsable de la planification et coordonnateur de la planification* (désignés collectivement par le terme « *coordonnateur de la planification* ». Cette norme combine les entités appelées « responsable de la planification » et « coordonnateur de la planification ». Cette norme proposée combine les entités appelées « responsable de la planification » et « coordonnateur de la planification » dans la liste des entités fonctionnelles visées. Le terme « *coordonnateur de la planification* » est en usage dans modèle fonctionnel de la NERC, tandis que dans le contexte des critères d'inscription on utilise le terme « responsable de la planification ». L'harmonisation entre les deux n'est pas encore faite ; entre-temps, la norme proposée s'applique tant au responsable de la planification qu'au coordonnateur de la planification.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

Légende :

Faible : Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.

Modéré : Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.

Important : Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée.

8. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie	2 179	2 179	Suivi de la conformité
Total	2 179	2 179	

Projet QC-2016-02

Normes PRC-004-5(i) - Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection et PRC-010-2 – Délestage de charge en sous tension

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

L'objectif des normes PRC-004-5 et PRC-010-2 est d'identifier et de corriger les fonctionnements incorrects d'un système de protection des systèmes de délestage de charge en sous-tension (DST) et d'évaluer convenablement les performances de ces équipements. Ces normes ont été élaborées dans le but de consolider les normes DST existantes et de mettre en œuvre une approche intégrée et coordonnée des programmes DST.

La norme PRC-004-5 traite les systèmes de protection qui mettent hors circuit les dispositifs de coupure de BES. Ce fonctionnement est initié lorsqu'un dispositif de coupure du BES met hors circuit de façon automatique ou manuelle en raison d'une défaillance d'un *système de protection*.

Tant qu'à la norme PRC-010-2 qui traite de l'examen de l'équipement de délestage de charge sous tension et du fait que l'équipement du programme de délestage de charge sous tension a fonctionné efficacement suite à une excursion de tension pour laquelle le programme de DST a été conçu.

Les normes ont été élaborées en réponse de l'ordonnance 693 de la FERC selon laquelle la NERC devait apporter des modifications à la norme PRC-010-0 pour exiger une approche intégrée et coordonnée des systèmes de protection, y compris les programmes de délestage de charge en sous tension (DST).

2. PRÉREQUIS À LA MISE EN VIGUEUR

PRC-004-5(i), PRC-010-2 et EOP-011-1 doivent être adoptées simultanément.

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

La norme PRC-021-1 présentement en vigueur et la norme PRC-022-1 présentement déposée à la Régie et en attente d'approbation seront retirées lorsque la norme PRC-010-2 entrera en vigueur.

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Terme	Acronyme	Définition
Programme de DST	UVLS	Programme de DST (UVLS) : Programme de délestage de charge automatique constitué de relais et de commandes répartis servant à atténuer les effets des sous-tensions touchant le système de production-transport d'électricité (BES) et entraînant une instabilité de la tension, un effondrement de la tension ou des déclenchements en cascade. Cette définition exclut le délestage de charge en sous-tension à commande centralisée

3.3. Définitions à modifier au glossaire :

Terme	Acronyme	Définition
Plan de défense		<p><u>Ancienne définition :</u> Voir « Automatisation de réseau ».</p> <p><u>Nouvelle définition :</u> Automatisme conçu pour détecter dans le réseau des conditions prédéterminées et pour commander des actions correctives qui peuvent comprendre, sans limitation, le réglage de la production ou le rejet de production (MW et Mvar), le délestage de charges ou la reconfiguration du réseau. Les objectifs des plans de défense sont notamment les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • satisfaire aux exigences des normes de fiabilité de la NERC ; • maintenir la stabilité du système de production-transport d'électricité (BES) ; • maintenir des valeurs de tension acceptables dans le BES ; • maintenir des valeurs de transit de puissance acceptables dans le BES ; • limiter l'impact des déclenchements en cascade ou autres événements extrêmes. <p>Les dispositifs suivants, pris individuellement, ne constituent pas un plan de défense :</p> <ol style="list-style-type: none"> a) systèmes de protection servant à détecter des défauts sur les éléments du BES et à isoler ces éléments ; b) automatismes de délestage de charge en sous-

Terme	Acronyme	Définition
		<p>fréquence (DSF) et de délestage de charge en sous-tension (DST) constitués uniquement de relais dispersés ;</p> <p>c) systèmes de déclenchement sur perte de synchronisme et de blocage sur oscillation de puissance ;</p> <p>d) systèmes de réenclenchement automatique ;</p> <p>e) systèmes servant à détecter des conditions autres que de défaut (perte de champ d'un alternateur, température de l'huile au sommet de la cuve d'un transformateur, surtension, surcharge, etc.) sur un élément afin de protéger celui-ci contre l'endommagement en le mettant hors service ;</p> <p>f) contrôleurs qui commutent ou règlent un ou plusieurs des éléments énumérés ci-après, qui sont situés au même poste que l'élément commuté ou réglé et qui surveillent des grandeurs locales uniquement : composants réactifs série ou shunt, composants FACTS (système de transport à courant alternatif flexible), transformateurs déphaseurs, transformateurs à fréquence variable ou transformateurs à changeur de prises ;</p> <p>g) contrôleurs FACTS qui commandent à distance des inductances shunt statiques situées à d'autres postes afin de réguler la sortie d'un seul composant FACTS ;</p> <p>h) systèmes ou contrôleurs qui commandent à distance des inductances shunt et des condensateurs shunt de régulation de tension qui seraient autrement commandés manuellement ;</p> <p>i) systèmes qui mettent hors tension une ligne automatiquement pour un fonctionnement autre que de défaut lorsqu'une extrémité de la ligne est ouverte ;</p> <p>j) systèmes qui assurent une protection contre l'îlotage (par exemple la protection d'une charge contre les effets d'un isolement avec une production locale potentiellement insuffisante pour maintenir une fréquence et une tension acceptables) ;</p> <p>k) séquences automatiques qui agissent seulement</p>

Terme	Acronyme	Définition
		<p>sous la commande manuelle initiale d'un répartiteur ;</p> <p>l) modulation de systèmes CCHT ou FACTS par des commandes supplémentaires, comme un amortissement d'angle rotorique ou de fréquence servant à amortir des oscillations locales ou interrégionales ;</p> <p>m) automatismes de protection contre la résonance sous-synchrone qui mesurent directement les grandeurs synchrones (par exemple les courants ou les oscillations en torsion) ;</p> <p>n) systèmes de commande de groupe de production, notamment le réglage automatique de la production, la commande du courant d'excitation (par exemple la régulation automatique de la tension et les stabilisateurs de puissance), l'action rapide sur les vannes et la régulation de vitesse.</p> <p>(Remedial Action Scheme)</p> <p><small>Source :. Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</small></p>

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune.

4. APPLICABILITÉ

PRC-004-5(i)	Fonctions visées		
	Propriétaire d'installation de transport (TO)	Propriétaire d'installation de production (GO)	Distributeur (DP)
E1 a E6	X	X	X

PRC-010-2	Fonctions visées		
	Coordonnateur de la planification (PC)	Planificateur de réseau de transport (PC)	Entités de délestage de charge en sous tension ¹
E1	X	X	
E2			X
E3	X	X	
E4	X	X	
E5	X	X	
E6	X		
E7			X
E8	X		

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

La norme PRC-004-5(i) s'applique seulement aux installations du réseau « *bulk* » (BPS).

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

La date d'entrée en vigueur aux États-Unis pour la norme PRC-004-5(i) et la norme PRC-010-2 est le 2 avril 2017.

Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec
2 avril 2017	2 avril 2017

¹ Les entités de délestage de charge en sous-tension (entités DST) sont les distributeurs et les propriétaires d'installation de transport responsable de la propriété, de l'exploitation ou du contrôle de l'équipement de DST conformément au programme de DST élaboré par le planificateur de réseau de transport ou le coordonnateur de la planification.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

PRC-004-5(j)	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		X	
Maintien de la norme		X	
Suivi de la conformité		X	

PRC-010-2	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

Légende :

Faible : Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.

Modéré : Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.

Important : Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée

8. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

PRC-004-5(l)			
Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie	5 282	2 641	Suivi de la conformité
Total	5 282	2 641	

PRC-010-2			
Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie	0	3 103	Suivi de la conformité
Total	0	3 103	

Projet QC-2016-02

PRC-026-1 – Fonctionnement des relais pendant les oscillations de puissance stables

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

Les déclenchements en cascade à entraîné une interruption généralisée lors d'une panne d'électricité importante en 2003 touchant la partie nord-est des États-Unis et du Canada et a causé d'énormes dommages au réseau de transport global. Le rapport rédigé par le Groupe de travail Canada – États-Unis sur la panne de courant expliquait comment les déclenchements en cascade pendant cet événement ont été accélérés en raison des relais qui ont continué de fonctionner parce qu'ils ne pouvaient pas distinguer entre une oscillation de puissance dynamique, mais stable, et une faute réelle.

En réponse à l'ordonnance 733 de la FERC, la NERC a développé la norme PRC-026-1 pour traiter le fonctionnement indésirable des relais de protection en raison d'oscillations de puissance stables. L'objectif de la norme PRC-026-1 est d'assurer que les systèmes de relais de protection utilisés par les entités visées puissent différencier entre les défauts et les oscillations de puissance stables, et d'assurer que les mesures d'atténuation empêchent le déclenchement inutile des éléments du système de production-transport d'électricité en réponse à des oscillations de puissance stables.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

Aucun.

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

Aucune.

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

Aucune.

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Aucune.

3.3 Définitions à modifier dans le glossaire :

Aucune.

3.4 Définitions à retirer du glossaire :

Aucune.

4. APPLICABILITÉ

Exigences	Fonctions visées		
	Coordonnateur de la planification (PC)	Propriétaire d'installation de transport ¹ (TO)	Propriétaire d'installation de production ² (GO)
E1	x		
E2		X	X
E3		X	X
E4		X	X

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

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

En 2017, le Coordonnateur évaluera la pertinence de l'application de cette norme aux installations du RTP qui ne sont pas reliées au RTP. Si une application plus étendue est jugée pertinente, le Coordonnateur procédera à une nouvelle consultation sur la norme avant de la déposer à la Régie à la fin 2017 ou au début de 2018.

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

Dans un but d'harmonisation avec le régime américain le coordonnateur propose les dates d'entrées en vigueur suivantes :

Exigence	Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec
E1	1 ^{er} Janvier 2018	1 ^{er} Janvier 2018
E2, E3, E4	1 ^{ER} Janvier 2020	1 ^{er} Janvier 2020

¹ Propriétaire d'installation de transport qui emploie des relais de protection sensibles à la charge, tels que définis à l'annexe A de la norme PRC 026 1, aux bornes des éléments indiqués à l'alinéa 4.2, Installations.

² Propriétaire d'installation de production qui emploie des relais de protection sensibles à la charge, tels que définis à l'annexe A de la norme PRC 026 1, aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 4.2, Installations.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		X	
Maintien de la norme		X	
Suivi de la conformité		X	

Légende :

Faible : Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.
Modéré : Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.
Important : Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée.

8. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie	400	25	Modifications de réglages de protections existantes et suivi de ces réglages par la suite.
Total	400	25	

