

Sommaire des commentaires reçus

Projet QC-2017-02
Réponses aux commentaires reçus pendant la période de consultation et par la suite

MARS 2018

Ce document est une synthèse des commentaires présentés par les entités, tels qu'ils ont été reçus et dans la langue et selon la rédaction utilisée par celles-ci pendant la période de consultation portant sur le projet QC-2017-02.

Commentaire général :

La Régie a demandé au Coordonnateur, par les décisions D-2017-015 et D-2017-076, de réévaluer le champ d'application des normes PRC étant donné les différences de champ d'application des normes de cette famille. Le Coordonnateur répond donc à l'ordonnance de la Régie en consultant les entités sur l'impact de ce changement de champ d'application.

De nombreuses entités ont questionné la nécessité pour la fiabilité d'étendre le champ d'application de la norme PRC-005-6 au RTP. Certaines entités ont également suggéré de différencier entre les éléments du RTP selon leur importance ou impact pour l'application de cette norme. Le Coordonnateur rappelle que son objectif est de viser un régime de normes de fiabilité obligatoires semblable au régime en place dans les juridictions voisines. Le régime obligatoire visé sera d'un niveau de fiabilité comparable. Le Coordonnateur constate que les juridictions voisines appliquent la norme PRC-005-6 aux installations du BES, un champ d'application sensiblement plus large que le RTP et nettement plus large que le BPS.. La méthodologie pour établir le RTP est actuellement en examen dans le cadre du dossier R-3952-2015. Celle-ci établirait un champ d'application des normes au Québec comparable aux juridictions voisines et tenant en compte des gains en fiabilité.

Document visé	Section visée	Commentaire	Entité	Réponse du coordonnateur de la fiabilité
PRC-005-6	4.2 installations	- Nous estimons que la définition du réseau de transport principal (RTP) couvre une étendue très large d'installations avec des niveaux d'impact très étendus de 0 à 100% sur la fiabilité du réseau BPS en général et la nécessité d'élargir cette norme aux installations autres que BPS, nous suggérons de répartir les installations RTP en différentes catégories RTP1 pour impact moyen, RTP 2 pour impact faible et RTP3 pour impact quasi nul. ainsi on pourrait éventuellement <i>[sic]</i> élargir cette norme à seulement RTP1 + BPS (impact critique). la définition de RTP1 reste à faire. sans m'avancer, une installation de 300 MW et plus raccordée à 315 kV ou plus avec une configuration spécifique est susceptible <i>[sic]</i> d'impacter plus la fiabilité du réseau comparée aux installations raccordées au réseau de moins de 315 kV.	VDK	Le Coordonnateur a déposé dans le dossier R-3952-2015 un document définissant la méthodologie d'identification des éléments RTP. Les commentaires relatifs à la détermination du RTP seraient plus appropriés dans le dossier R-3952-2015 qui est actuellement en délibéré. Cependant, il est pertinent de noter que la méthodologie RTP exclut déjà un plus grand nombre d'installations que la Loi de la Régie de l'énergie permet de viser. Voir le commentaire général.
PRC-004-5i	Champ d'application RTP	- Les mauvais fonctionnements qui peuvent avoir un impact important pour l'Interconnexion du Québec sont principalement associés au réseau BULK. - Élargir le champ d'application au réseau RTP apporterait peu de gain sur la fiabilité de l'Interconnexion, voir même une baisse de la fiabilité générale ou plus locale, avec un effort très grand sur l'ensemble des ressources des entités. - Il serait plus pertinent de préciser les quelques éléments du réseau RTP pour lesquels l'application de cette norme apporterait un gain appréciable.	RTA	Voir le commentaire général. Pour ce qui est de cibler les éléments du RTP, le Coordonnateur a déposé dans le dossier R-3952-2015 (qui est en délibéré) un document définissant la méthodologie d'identification des éléments RTP qui prend en considération les gains en fiabilité. En principe, lorsqu'un élément est désigné « RTP », c'est qu'il a un impact sur la fiabilité de l'Interconnexion du Québec. Le Coordonnateur constate que les exigences de la norme PRC-005-6 reflètent un consensus de l'industrie nord-américaine (http://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201505%20PRC005%20Order%20No%20803%20Directives%20DL/Supplementary_Reference_Rev_2015Oct09_clean.pdf) quant aux pratiques d'entretien des protections. Par conséquent, le Coordonnateur est d'avis que ces exigences d'entretien sont raisonnables et assurent un niveau de fiabilité comparable à celui des autres juridictions.
PRC-005-6	Champ d'application RTP	Le RC répond à RTA: Le rapport suivant présente l'analyse des pratiques d'entretien en Amérique du Nord et a été un document de référence de la NERC pour la norme PRC-005-6 : http://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201505%20PRC005%20Order%20No%20803%20Directives%20DL/Supplementary_Reference_Rev_2015Oct09_clean.pdf Étant donné le peu d'entités concernées au Québec, il serait pertinent de faire l'analyse des pratiques au Québec avant que la Régie prenne une décision.	RTA	Indépendamment de la région où se trouve l'équipement à entretenir, il est nécessaire d'en faire l'entretien conformément à des pratiques ou objectifs assurant ultimement la fiabilité de cet équipement et la fiabilité du réseau. Les pratiques exigées dans la norme sont techniquement justifiées pour atteindre des objectifs de fiabilité. Une analyse des pratiques au Québec permettrait certes d'identifier les pratiques existantes au Québec. Cela dit, la norme consigne les pratiques acceptées par l'industrie pour assurer la fiabilité.
PRC-005-6	A4	Afin de réduire les impacts financiers liés à la conformité réglementaire des systèmes de relais et protection des entités visées, les membres de l'AQPER sont d'avis qu'une planification intégrée entre le Transporteur, responsable du réseau RTP, et les entités visées, permettrait de réduire l'impact financier de l'ensemble des procédures de test et de validation. L'envoi d'un préavis de 3 mois signifiant la non-disponibilité de certains segments du réseau RTP, par le Transporteur aux entités	AQPER	Le Coordonnateur ne voit pas d'inconvénients à ce qu'il y ait coordination des retraits entre les membres de l'AQPER et le Transporteur pour réduire les impacts financiers, tout en demeurant conforme à la norme. Les entités visées peuvent s'organiser et coordonner leurs activités pour optimiser les retraits et se conformer aux normes. Cependant, il ne voit pas la nécessité d'encadrer cette coordination dans la norme même.

		visées concernées, permettrait de planifier les travaux requis par la Norme PRC-005-6 lors de périodes de non-production (imposées par les contraintes du Transporteur).		
PRC-005-6	A4	Les membres de l'AQPER sont également d'avis qu'une telle coordination (commentaire 1) devrait idéalement s'effectuer entre le Transporteur et les différents producteurs connectés sur la même ligne de raccordement/production afin de minimiser les temps d'arrêt de l'ensemble des parties.	AQPER	Voir réponse précédente.
PRC-005-6	A4	Les membres de l'AQPER croient qu'il serait profitable pour l'ensemble des parties de profiter des heures de « non-disponibilité à recevoir l'électricité » prévues dans les contrats avec Hydro-Québec Distribution pour effectuer les entretiens requis par la norme PRC-005-6 et ainsi transformer un préjudice en opportunité.	AQPER	Voir réponse précédente.
PRC-005-6	A4	Compte tenu de la particularité du réseau québécois, de sa pointe hivernale de consommation et de la moins grande production des parcs éoliens durant la saison estivale (causée par une moins forte densité de l'air), les membres de l'AQPER sont d'avis que cette période de l'année devrait être privilégiée pour effectuer les arrêts de réception/production liés à l'application de la norme PRC-005-6.	AQPER	Voir réponse précédente.
PRC-004-5(i), PRC-005-6 et PRC-026-1		Voir lettre jointe d'HQP.	HQP	Voir le commentaire général. Par contre, le Coordonnateur note que l'impact sur l'entité est important et invite celle-ci à commenter le plan de mise en application de ces normes dans la deuxième ronde de consultation, notamment, en ce qui a trait à la norme PRC-004-5(i).
PRC-005-6		Voir message joint d'HQT.	HQT	Voir le commentaire général. Tel que mentionné à la réponse de la dernière question de l'AQPER, le Coordonnateur de la fiabilité ne voit pas d'inconvénients à ce que HQT s'organise avec les autres entités, en particuliers les producteurs, pour la coordination des retraits et la minimisation des coûts tout en assurant la conformité à la norme. Les tableaux de la norme PRC-005-6 spécifient les périodes pour les programmes d'entretien lesquels sont basés sur des intervalles préétablis. Ceux-ci sont basés sur les recommandations de comités ou groupes techniques de la NERC, IEEE, NATF et EPRI. Sauf exception, les entités peuvent opter pour un programme d'entretien basé sur la performance pour établir leurs propres fréquences d'entretien tant que l'objectif de performance est atteint. Si HQT a les données nécessaires, elle peut opter pour un programme d'entretien basé sur la performance. De plus, la norme permet la télésurveillance des attributs d'équipements de manière à prolonger la nécessité d'intervention sur les équipements dont les attributs nécessitant l'entretien sont télésurveillés. Le Coordonnateur a révisé le plan de mise en application de la norme pour les éléments non visés dans la PRC-005-2. Le plan de mise en application débute dorénavant à partir de 2021 de manière à assurer une harmonisation du régime Québec avec les juridictions voisines. Le Coordonnateur invite les entités à commenter le plan de mise en application des normes durant la phase 2 de la consultation publique QC-2017-02.

10 novembre 2017

Michael Godbout, ing.

Normes de fiabilité et encadrement contrôle du réseau
 Dir. Normes de fiabilité et conformité réglementaire.
 Étage 13
 C. P. 10000, succ. pl. Desjardins
 Tour Est
 Complexe Desjardins
 Montréal, QC H5B 1H7

Gouvernance, obligations et relations
 d'affaires
 Édifice Jean-Lesage
 10e
 75, boul. René-Lévesque Ouest
 Montréal, QC H2Z1A4

Tél. : 514-289-2211, 2667
 Yamaguchi.junji@hydro.qc.ca

Objet : Commentaires concernant l'avis de consultation publique QC-2017-02

Phase 1 - Champ d'application des normes de fiabilité PRC-004-5(i), PRC-005-6 et PRC-026-1.

M. Godbout,

Voici la réponse d'Hydro-Québec Production, responsable des fonctions GO et GOP, en réponse à l'avis de consultation citée en objet.

En ce qui concerne la pertinence d'élargir le champ d'application des trois normes au RTP, Hydro-Québec Production émet une réserve à l'effet qu'il y aura une amélioration de la fiabilité du réseau électrique. Les méthodologies d'identification des éléments du RTP et BPS actuelles sont représentatives des risques potentiels pour la fiabilité du réseau électrique du Québec ainsi que pour les interconnexions avec les réseaux voisins.

Quant à la question de l'évaluation de l'impact du changement de champ d'application du BPS au RTP pour les trois normes, Hydro-Québec Production a évalué le **niveau d'impact** que vous trouverez dans le tableau suivant :

Normes	Statut	Description	Niveau d'impact HQP		
			Implantation	Maintien	Suivi
PRC-004-5(i)	Adoptée En vigueur- 2 avril 2017	Détection et correction des fonctionnements incorrectes dans systèmes de protection	Important	Important	Important
PRC-005-6	Déposée pour adoption	Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudain.	Important	Important	Important

<u>PRC-026-1</u>	Adoptée Plan d'implanta tion suspendu	Fonctionnement des relais pendant les oscillations de puissance stable	Modéré	Modéré	Modéré
-------------------------	---	---	--------	--------	--------

Si le champ d'application devait s'étendre à toutes les installations qui respectent la méthodologie d'identification des éléments du RTP, cela signifierait une **augmentation de volume significative** comme retrouvée dans le tableau ci-dessous :

Champs d'application	Nbre Postes de départ/centrales	Nbre de groupes	Nbre de relais de protection	Nbre de batteries
BPS	5	79	42	18
RTP	54	322	3000	99
Augmentation	900 %	308 %	7 050 %	350 %

Pour ces raisons, nous estimons que la pertinence du changement devrait être soutenue par une évaluation du gain réel sur la fiabilité du réseau et le changement du champ d'application aurait un impact significatif sur Hydro-Québec Production.

Recevez, Monsieur, nos salutations distinguées.

Junji Yamaguchi
Chef – Gouvernance, obligations et relations d'affaires

20 février 2018

Commentaires au Coordonnateur pour dépôt du PRC-005-6 à la Régie

Nous sommes d'avis d'étendre l'applicabilité de la PRC-005-6 au réseau RTP considérant la réalité nord-américaine des entités électriques et aussi face au bénéfice de celle-ci. Par contre connaissant les impacts de celle-ci à TransÉnergie, voir explications plus bas, nous recommandons une application en deux étapes. En premier lieu, appliquer la PRC-005-6 à notre réseau Bulk actuel soit à partir de 2021 et par la suite au RTP en 2023 afin de nous permettre de modifier ou mettre en œuvre les mécanismes de suivi, de coordination et d'implantation systèmes et organisationnel performants en place. Nos enjeux concernent aux niveaux de l'ajustement du plan de main d'œuvre, du suivi et du rendre-compte périodique, tout en minimisant l'impact sur la cause tarifaire sur le RTP.

Il est important de mentionner que l'application au RTP de la PRC-005-6 impactera plusieurs producteurs RTP connectés au RTP. De plus, les producteurs RTP non connectés au réseau RTP devront aussi se conformer aussi afin qu'ils assurent la fiabilité de leurs équipements. Le coordonnateur devra s'en assurer étant donné que ces producteurs sont raccordés à notre réseau électrique. Le but étant de ne pas détériorer d'aucune façon la fiabilité de notre réseau électrique dans l'Interconnexion du Québec.

Finalement, vous trouverez ici-bas des justifications détaillés ainsi qu'une estimation des coûts distincts, appliqués au réseau Bulk ou non Bulk ainsi qu'un grand total pour le RTP.

Détecteurs de pression soudaine des équipements immergés dans l'huile:

Pour les détecteurs de pression soudaine, les relais concernés à HQT se trouvent dans les transformateurs de puissance et sur les inductances shunt immergés dans l'huile. La grande majorité de ces relais de gaz sont de type Buchholz. Ces relais comportent deux fonctions, soit détecté une accumulation lente de gaz générant une alarme, soit détecté une pression soudaine de gaz faisant déclencher le transformateur. Actuellement, HQT compte 180 transformateurs sur son réseau Bulk (composé généralement de trois cuves monophasées).

À HQT, la périodicité d'entretien de ces relais est coordonnée avec la périodicité d'entretien des transformateurs qui est de 8 ans pour les transformateurs non équipés de changeurs de prises-en-charge ainsi que pour les inductances shunt; ou de 6 ans pour les transformateurs équipés de changeurs de prise en charge. Ces périodicités seront graduellement portées à 12 ans au fur et à mesure que seront implantées des technologies de surveillance en continu.

Lors de l'exercice de révision de la norme PRC-005-6 à la NERC, TransÉnergie a émis ses commentaires à l'effet que notre périodicité est de 8 ans plutôt que 6 ans. Cette périodicité de 8 ans est la période d'entretien des équipements baignés dans l'huile standardisé par les experts de la discipline Appareillages d'Hydro-Québec. Ce groupe est présentement responsable de faire

l'entretien de la partie appareillage pour Hydro-Québec tandis que la partie des éléments de protection est sous la responsabilité des experts de la discipline Automatismes d'Hydro-Québec. Une périodicité de 6 ans pour l'entretien des protections aura comme conséquence d'exiger le groupe d'Appareillage de devancer les retraits de deux ans aux transformateurs non télésurveillés, et ce, seulement pour répondre aux critères d'entretien spécifiques sur les alarmes de gaz. De plus, ce retrait augmente considérablement l'indisponibilité des transformateurs et aura des impacts négatifs sur la fiabilité du réseau électrique.

Pour un cycle de vie moyen de 48 ans, l'impact sur la maintenance systématique aux 6 ans (plutôt que 8 ans), appliqué aux postes « BULK » uniquement serait augmenté de 76 000 Hr-h dont 462 retraits additionnels à planifier. Le coût annuel de cet impact est estimé à 238 000\$.

De plus si l'applicabilité est étendue au RTP, l'impact sur la charge de maintenance systématique aux 6 ans sur ces équipements RTP (Bulk et non Bulk) serait augmenté de 101 000 h-h dont 882 retraits additionnels seront à prévoir. Le coût total annuel sera de 315 600 \$.

À HQT, les entretiens des transformateurs non télésurveillés sont aux 8 années civiles pour les types de transformateurs non-télésurveillés; la périodicité est à 12 années civiles pour les équipements télésurveillés. Advenant que la surveillance continue soit implantée sur la totalité du réseau Bulk, la fréquence d'entretien de 6 ans dans le PRC-005-6 serait évitée. Ce qui permettrait de récupérer quelque 283 000 h-h, soit plus de 2236 retraits. Les heures ainsi évitées pourront être transférées aux entretiens conditionnels et correctifs. Son impact sera beaucoup plus positif et significatif sur la fiabilité du réseau. Le coût annuel d'épargne est estimé à 885 500 \$.

Coût annuel : 254 350 \$ Bulk; 33 750\$ non Bulk; 288 100 \$ RTP.

Entretien des batteries :

À HQT, les entretiens des batteries s'effectuent annuellement par le personnel d'entretien en période d'hiver seulement soit aux 12 mois civils. De plus pour les éléments dotés d'un dispositif de télésurveillance, l'entretien sera de façon conditionnelle seulement. (La télésurveillance permet de détecter et de corriger rapidement sur un équipement en défaut.)

Coût annuel : 978 150\$ Bulk; 426 000\$ non Bulk; 1 404 150\$ RTP

Commentaires sur la concordance de traduction française dans les sections des activités d'entretien minimales des tableaux devraient être corrigés. Exemple du Tableau 1-2 : (e.g. signal level, reflected power, or data error rate) doit être (c.-à-d. niveau de signal OU puissance réfléchie OU taux d'erreur binaire)

Entretien des réenclencheurs :

Basé sur les exigences 4.2.7.1 et 4.2.7.2 de la norme PRC-005-6 applicables, HQT en comptera 187 réenclencheurs sur le BULK et sur le non-BULK.

Coût annuel : 51 750\$ Bulk; 26 400\$ non Bulk; 78 150\$ RTP.

Entretien des SPS de type III

Présentement, HQT compte 14 automatismes locaux (SPS de type III) installés généralement sur le réseau RTP. Advenant que l'applicabilité soit étendue au RTP, le coût sera de 105 000\$ annuels.

Impact de l'applicabilité au réseau RTP

Cette analyse démontre que les coûts d'entretien réglementaire augmentent de façon significative lorsqu'on étend la portée de l'entretien au réseau RTP. Plusieurs équipements et automatismes de réseau (délesteurs, SPS, protections 79, SQ et autres) seront assujettis. L'applicabilité de la norme PRC au réseau RTP impliquerait des entretiens systématiques sur plus de 4400 équipements, soit environ 25 530 heures d'engagement annuelles, et ce, dans 162 postes électriques en considérant la coordination et l'implantation d'un processus de mise à niveau pour rendre conforme des équipements non-Bulk.

Pour la partie Bulk, l'estimation du coût pour se conformer à la version 6 sera de 3 167 500\$, représentant 21 117h annuelles qui deviennent obligatoires.

L'évaluation préliminaire comprend les heures à pied d'œuvre pour réaliser des entretiens systématiques et conditionnels en plus des heures en correctif. L'analyse inclut des coûts afférents aux travaux d'entretien tel que le transport et déplacement, les outils et instruments, les coûts des indisponibilités dus aux retraits, la coordination et de planification des travaux auprès des entités concernées, etc.

Finalement, l'ajout des heures d'entretien est estimé à 21 117h au Bulk et à 25 527h supplémentaires au non-Bulk, soit environ 46 650h annuel au RTP.

Grand coût total estimé: 3 167 000\$ pour le Bulk; 3 906 000\$ pour le non-Bulk; 7 640 500\$ pour le RTP

Projet QC-2017-02
Réponses aux commentaires reçus pendant la période de consultation

Octobre 2018

Ce document est une synthèse des commentaires présentés par les entités, tels qu'ils ont été reçus et dans la langue et selon la rédaction utilisée par celles-ci pendant la période de consultation portant sur le projet QC-2017-02.

Document visé	Section visée	Commentaire	Entité	Réponse du coordonnateur de la fiabilité
EOP-004-4	Annexe Québec 4.2	La portée de la norme dans sa version NERC ne restreint pas l'application au BES. Restreindre l'applicabilité en 4.2. de l'Annexe Québec aux installations du RTP soulève des questions. Ainsi seul le dommage, la destruction ou la menace à une installation RTP doit être déclarée. On se prive ainsi de détecter, avec une longueur d'avance, des activités suspectes dans les installations électriques non-RTP qui pourraient s'étendre par la suite au RTP. Et qu'en est-il de l'abaissement de tension, du délestage de charge, de la perte de charge qui n'ont habituellement pas lieu dans des installations RTP, on ne les déclare pas? Je recommande dans l'Annexe Québec de supprimer la section 4.2 et d'indiquer à l'Annexe 1, de remplacer "BES" par "RTP".	HQT-CMÉ	Le Coordonnateur prend note du commentaire. Le retrait de la disposition particulière à la section 4.2 qui limite le champ d'application au RTP nécessiterait une nouvelle consultation publique. Pour ce projet, le Coordonnateur maintient le champ d'application au RTP.
PRC-001-1.1(ii)	Annexe Québec - Section B	La version proposée de l'Annexe Québec limite énormément la portée des exigences E3 et E4. Elle ne vise plus les protections du RTP mais uniquement les protections limitrophes du RTP ou ne faisant pas partie du RTP qui déclenchent un élément du RTP.	HQT-CMÉ	Le Coordonnateur a modifié la section applicabilité et la disposition particulière aux exigences E3 (incluant les alinéas 3.1 et 3.2) et E4 de l'annexe Québec pour assurer leur cohérence en visant non seulement les protections qui protègent les installations du RTP mais aussi certaines protections d'installations limitrophes du RTP et certaines installations hors RTP qui protègent des éléments RTP.
PRC-004-5(i)	Annexe Québec Section 4.	Coquille à corriger: Remplacer "à l'exception pour l'aliéna" par "à l'exception de l'alinéa"	HQT-CMÉ	La correction a été faite.
PRC-005-6	Annexe Québec	L'objet présenté dans l'annexe Québec est identique à la version présentée dans la norme. Indiquer plutôt "Aucune disposition particulière" À la section 4.2, il n'est pas clair si les autres installations visées par la norme sont inchangées (à part pour le terme RTP) ou si elles sont retirées puisqu'elles n'apparaissent pas dans l'énumération de la section 4.2 de l'Annexe Québec.	HQT-CMÉ	L'objet a été révisé pour indiquer qu'il n'y a pas de disposition particulière. Le Coordonnateur a également modifié la section 4.2 de l'annexe Québec pour spécifier qu'à l'exception des alinéas remplacées par ceux de l'annexe Québec, les alinéas de la norme ne sont pas retirés.
VAR-002-4.1	Annexe Québec E2	Il est indiqué à l'Annexe Québec que le texte de l'exigence 2 est remplacé par le texte proposé pour les GOP qui sont également propriétaires de réseau de transport. Or, le texte proposé n'inclut pas les alinéas. Il faudrait plutôt indiquer que seul le premier paragraphe de l'exigence 2 est remplacé. L'annexe Québec modifie l'exigence 2 pour indiquer "aux points de raccordement de son réseau au RTP". Je crois qu'il y a lieu de remplacer "son réseau" par "du réseau de l'exploitant d'installation de production" étant donné que la dernière fonction mentionnée avant l'utilisation de "son réseau" est le TOP.	HQT-CMÉ	La disposition particulière de l'exigence E2 à l'annexe Québec a été modifiée pour expliciter que les alinéas 2.1 à 2.3 restent applicables.
PRC-012-2	Titre	L'expression « Plans de défense » n'est pas une traduction adéquate de « remedial action schemes ». La définition anglaise se concentre sur la nature de l'action à prendre plutôt que de préciser les éléments qui sont visés par la norme. En effet, la norme évoque des automatismes (schemes) qui prennent une action de rémédiation (remedial). La norme vise clairement ce que nous appelons des « automatismes de réseau ». Le terme « remedial » suggère une action de « rémédiation », alors que le terme « plan » n'évoque pas une action, mais bien une préparation à une éventualité. Le terme « plan » me semble d'emblée disqualifié. De plus, l'objet de la norme est les « automatismes de réseau », lesquels ne sont clairement pas des plans. Dans le glossaire de la NERC, la définition de « Remedial Action Scheme débute par « A scheme designed to detect [...] »; il s'agit d'une définition classique de la forme « genre + différence spécifique » dans laquelle on reprend le mot générique. Dans la traduction française du glossaire, ce modèle n'est pas suivi. En effet, la définition de « Plan de défense » débute par « Automatisation	HQT	Le Coordonnateur prend note que la pratique au Québec pour « remedial action scheme » est l'utilisation du terme « automatisme de réseau ». Par conséquent, ce dernier terme a été retenu et le Coordonnateur procédera au remplacement du terme plan de défense dans les normes avant leur dépôt à la Régie. Cependant, vu que le terme « plan de défense » est en usage dans les normes depuis 2009 et est actuellement encore utilisé dans quelques normes de fiabilité, il sera maintenu au Glossaire avec un renvoi vers le terme « automatisme de réseau ». La définition d'automatisme de réseau dans le glossaire sera modifiée afin de distinguer son usage avant et après le projet RAS.

		<p>conçu pour détecter [...] ». L'absence du terme « plan » met en évidence la faiblesse de ce choix. Par contre, le terme « automatisme » est convenable dans cette définition.</p> <p>Dans le contexte d'Hydro-Québec, tous les « remedial action schemes » sont connus comme étant des « automatismes de réseau ». Cela évoque bien ce que c'est : des automatismes dont la portée est le réseau, ce qui les distingue des protections classiques dont la portée est généralement limitée à un équipement précis ou à une zone restreinte. La notion d'« automatisme de réseau » est en harmonie avec la définition que la NERC fait d'un RAS, laquelle donne des exemples d'éléments qui sont des « RAS ». Or, tous ces exemples sont des éléments qui visent le réseau dans sa globalité.</p> <p>Techniquement, une protection constitue un type particulier d'automatisme. Cette particularité réside dans le but visé par l'automatisme : une protection est un automatisme destiné à protéger (un appareil, la stabilité d'un fonctionnement, la sécurité des humains, etc.) et prend action sans recourir à une validation humaine. Les RAS sont manifestement des protections en ceci qu'elles surveillent des grandeurs physiques (courant, tension, fréquence, puissance, etc.) et prennent des actions sur la configuration du réseau (déclenchements, enclenchements, etc.) dans un très court délai selon une logique préétablie.</p> <p>Ainsi, ces entités que nous appelons des « automatismes de réseau » pourraient très bien s'appeler des « protections de réseau ».</p> <p>À la lumière de ce qui précède, on gagnerait en clarté en adoptant « protections de réseau » comme traduction de « remedial action schemes ». La définition française s'en trouverait même plus précise que la définition anglaise. Si toutefois on souhaite éviter l'introduction d'un nouveau terme, « automatismes de réseau » constituerait une alternative conservatrice acceptable.</p>		
PRC-012-2	Tout	En accord avec le commentaire précédent, remplacer toutes les occurrences de "plan de défense" par "protection de réseau", et faire tous les accords afférents.	HQT	Voir réponse précédente.
PRC-012-2	Exigence 4.1.2.	Remplacer « systèmes de protection et de contrôle » par « systèmes de protection et de conduite ». En effet, l'emploi de « contrôle » ici est un anglicisme. En français, il convient d'employer le terme « conduite » pour évoquer les actions d'opération d'un système, alors que le terme « contrôle » évoque plutôt une surveillance ou une critique. Incidemment, on parle toujours de « téléconduite » pour parler des actions posées à distance, jamais de « télécontrôle ».	HQT	Le Coordonnateur a retenu la recommandation et effectuera les changements qui conviennent dans la norme. Il est à noter que d'autres normes utilisent le terme « contrôle » et nécessiteraient ce changement à fur et à mesure que de nouvelles versions seront déposées à la Régie.
PRC-023-4	Annexe Québec, tableau de la section 5	Ce tableau contient des dates qui sont antérieures à la date d'entrée en vigueur de la norme au Québec telle que spécifiée au point 5.3. À ajuster.	HQT	Les dates de mise en application des exigences de la version 4 de la norme PRC-023 sont identiques aux dates de mise en application des mêmes exigences de la version 3 de la norme PRC-023. Le Coordonnateur est d'avis qu'un changement de termes dans cette norme n'a pas d'impact sur son contenu normatif et ne devrait donc pas entraîner un report des dates de mise en application. Cette pratique a été utilisée précédemment, notamment pour le dépôt de la norme CIP-003-7 à la Régie en remplacement à la norme CIP-003-6 au dossier R-4050-2018.
Glossaire	Section 2.1, Automatisme de réseau	En accord avec le commentaire 1 ci-haut, il serait indiqué de conserver la définition qui est faite de « automatisme de réseau » pour en faire la définition de « protection de réseau ». D'ailleurs, cette définition (ou plutôt celle qui est libellée comme étant « ancienne ») commence par « Système automatique de protection [...] ». Cette définition conviendrait encore mieux à « protection de réseau » puisque ce dernier terme implique la notion même de protection. Conséquemment, la définition de « plan de défense » devrait être retirée.	HQT	Voir réponse plus haut concernant le titre de la norme PRC-012-2.
PRC-005-6		<p>HQT propose que la maintenance des nouveaux éléments dans la norme PRC-005-6 puisse s'appliquer sur le principe de base de la performance (Performance Base) aux éléments visés tels que les dispositifs de pression soudaine ainsi que les batteries d'accumulateurs. HQT propose de devenir le Coordonnateur de la planification pour coordonner les périodicités la maintenance entre différentes entités.</p> <p>Pour mieux comprendre nos enjeux, HQT souhaite un forum de discussion à Régie pour présenter nos éléments non-Bulk difficilement applicable au RTP. Du moins, HQT demande à la Régie de suspendre la mise en vigueur de ces éléments.</p> <p>HQT réitère que si l'applicabilité est étendue au RTP, le programme d'entretien implique une coordination de retrait avec d'autres entités au Québec connectés au RTP tel que les producteurs éoliens. Or, il n'existe pas présentement de mécanisme de coordination de retrait au niveau provincial donc, il est recommandé de mettre en place un comité de Coordonnateur de la planification élargi au niveau provincial. Hydro-Québec TransÉnergie pourrait coordonner des retraits avec les autres entités afin d'effectuer les entretiens.</p>	HQT	<p>Le Coordonnateur est d'avis que la norme permet aux entités de choisir entre les fréquences prescrites d'entretien et un programme basé sur la performance, pour plusieurs éléments. La norme permet aussi aux entités de faire de la télésurveillance de plusieurs paramètres d'éléments. Par conséquent, le Coordonnateur est d'avis qu'il n'est pas nécessaire d'ajouter des dispositions particulières à ce sujet. Cependant, la NERC, en donnant suite à des avis de l'industrie, n'a pas permis l'utilisation de l'approche de performance pour les batteries.</p> <p>L'extension du champ d'application au RTP a fait l'objet de la phase 1 de la consultation publique. À la lumière de l'évaluation des commentaires reçus, notamment ceux de HQT, le Coordonnateur est d'avis que l'extension du champ d'application au RTP de la norme PRC-005-6 est pertinente et justifiée pour assurer la fiabilité du réseau (http://www.hydroquebec.com/data/transenergie/zip/reponses-coordonnateur-commentaires-2018-03-08.zip).</p> <p>Tel que mentionné dans les réponses aux commentaires de la phase 1 de la consultation publique, le Coordonnateur ne voit pas d'inconvénients à ce qu'HQT s'organise avec les entités visées pour coordonner les retraits d'équipement.</p>
PRC-012-2		Présentement, HQT compte plusieurs automatismes de type III installés partout sur le réseau de transport d'électricité. Advenant que l'applicabilité soit au RTP, les SPS de type III actuels seront assujettis. Or nos automatismes de première génération ne répondent pas à l'exigence du tableau 4-2b soit : « la vérification de tous les trajets de circuit de contrôle associés (essai fonctionnel) ». De plus ces automatismes atteignent leur fin de vie utile. Depuis HQT entame des transitions sur une	HQT	Contrairement au tableau 4-2b de la norme PRC-005-6 qui vise l'entretien des composants eux-mêmes, les essais fonctionnels à la PRC-012-2 visent la performance globale des automatismes de réseau. La distinction des objectifs des exigences de la PRC-005 et PRC-012 est explicitée au complément de l'exigence E8 de la PRC-012-2. Le Coordonnateur est disposé à avoir une disposition particulière pour permettre le report des exigences s'il devait exister des automatismes, indépendamment de leur type, pour lesquelles l'application de la

		<p>période de 10 ans. Par conséquent, HQT demande à la Régie de reconsidérer l'exigence 4-2b en évoquant une clause grand-père (exception) pour les SPS actuel de type III dans l'annexe Québec de la norme en attendant la complétion.</p> <p>Un rappel que les décisions D2011-068 et D2015-059 de la Régie considèrent seulement les automatismes de types I et II dont la Régie a approuvé sur le contenu du Registre des installations visées par les normes de fiabilité. Aussi, la section 2.11 du même Registre ne mentionnait pas les SPS de type III. De plus, le NPCC reconnaît que seuls les SPS de Type I et II sont applicables au réseau Bulk.</p> <p>HQT réitère que l'entretien des éléments Bulk est justifié pour maintenir la fiabilité du réseau de transport. Le fait de considérer les entretiens aux éléments non-Bulk risquerait de diluer le niveau de fiabilité dans l'Interconnexion Québec.</p> <p>HQT propose de mettre en vigueur la norme PRC-012-2 en 2028.</p>		<p>norme PRC-012 pourrait impacter négativement la fiabilité du réseau à cause, par exemple, de leur obsolescence ou de leur condition. À date, le Coordonnateur n'a aucune preuve quant à la nécessité d'exclusion des essais fonctionnels de RAS qui pourraient avoir un impact sur la fiabilité du RTP du fait qu'ils seraient en fin de vie ou de 1^{ère} génération. Le Coordonnateur souligne qu'au NPCC, l'ensemble des SPS qui sont des RAS seront assujetties par la norme PRC-012, incluant les SPS de type 3. Par conséquent, le Coordonnateur propose une disposition particulière, qui permet à une entité, suite à l'approbation par le surveillant d'une évaluation technique de faisabilité de reporter l'application des exigences d'essais d'un RAS (installé à la date d'entrée en vigueur de la norme) jusqu'au remplacement ou retrait de celui-ci.</p> <p>Le Coordonnateur rappelle les conclusions de l'ordonnance 743 (https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2010/111810/E-2.pdf) de la FERC en ce qui a trait au réseau bulk selon le NPCC : « We disagree with commenters who assert that NPCC's current material impact assessment, referred to as NPCC Document A-10, ensures that the proper facilities are included in the bulk electric system. » La FERC énumère plusieurs raisons pour étayer la conclusion selon laquelle le bulk, tel qu'établi par le NPCC, est insuffisant pour assurer la fiabilité du réseau. Par ailleurs, la Régie a demandé au Coordonnateur, par les décisions D-2017-015 et D-2017-076, de réévaluer le champ d'application des normes PRC. Par conséquent, le Coordonnateur est d'avis que l'application de la norme au RTP est adéquate d'autant plus que cela s'aligne avec l'harmonisation du régime réglementaire avec les territoires voisins qui utilisent le BES (dont la portée est plus large que le bulk ou le RTP).</p>
PRC-004-5(i)		<p>Actuellement, HQT examine tous les événements et valide les fonctionnements incorrects des protections partout sur son réseau. Cependant les fonctionnements incorrects sur le réseau Bulk sont rapportés au comité concernant au NPCC. Advenant l'applicabilité au RTP, HQT devra déclarer et rapporter sur tous les événements non-Bulk. Nous estimons que l'effectif doit être revu à la hausse de façon significative pour répondre aux besoins d'analyse et de rendre-comptes, et dans un délai prescrit sur tous les fonctionnements incorrects de la protection.</p>	HQT	<p>La Régie a demandé au Coordonnateur, par les décisions D-2017-015 et D-2017-076, de réévaluer le champ d'application des normes PRC, notamment celui de la norme PRC-004-5(i). À la lumière des commentaires de la première phase de la consultation publique, dont ceux de HQT, le Coordonnateur est d'avis que le champ d'application RTP est approprié pour cette norme (http://www.hydroquebec.com/data/transenergie/zip/reponses-coordonnateur-commentaires-2018-03-08.zip).</p> <p>Quant à la préoccupation qu'il faudrait rapporter des fonctionnements incorrects sur le RTP à un comité du NPCC, le Coordonnateur ne voit pas une obligation en ce sens dans la norme PRC-004-5(i). Le choix de rapporter ou non des événements sur le BPS ou sur le RTP découle de la participation volontaire d'HQT au NPCC et non des obligations par la norme PRC-004-5(i).</p> <p>Le Coordonnateur comprend qu'HQT considère les fonctionnements incorrects des protections sur le réseau BPS comme prioritaire par rapport aux déclenchements sur le réseau RTP. La norme n'empêche pas une entité de traiter les fonctionnements incorrects sur le réseau BPS en priorité par rapport aux fonctionnements incorrects sur le réseau RTP. La norme impose un traitement minimal quant aux fonctionnements incorrects des protections. Par ailleurs, le Coordonnateur rappelle que l'ensemble de l'industrie nord-américaine applique cette norme sur le BES, tel que définie par la NERC, un champ d'application qui appliqué au Québec viserait plus d'éléments que le RTP.</p>
PRC-024-2		<p>HQT signale que tous producteurs éoliens connectés au réseau d'Hydro-Québec doivent respecter tous nos critères de raccordement des centrales. Or la courbe Low Voltage Ride Through (LVRT) de l'annexe 2 de la norme PRC-024-2 est différente aux critères imposés par HQT. Ce différend était déjà un litige depuis la norme PRC-024-1 à la Régie dont HQT souhaite que la Régie maintienne la même décision que la version 1.</p>	HQT	<p>Dans sa décision D-2017-110 para. 308, la Régie a ordonné au Coordonnateur d'inclure à l'annexe 2 de l'Annexe Québec de la norme PRC-024-1 une courbe de tenue en surtension.</p> <p>Le Coordonnateur a porté en révision cette décision et a obtenu gain de cause dans la décision D-2018-101 de la Régie qui invalide et déclare nulle la conclusion du paragraphe 308.</p> <p>Par conséquent, le Coordonnateur est d'avis que les courbes proposées dans la norme PRC-024-2 sont nécessaires pour assurer la fiabilité au Québec.</p>
Tous		<p>Lorsqu'une modification s'applique à l'ensemble de la norme version Québec, il serait bon d'inscrire un commentaire en ce sens afin d'informer le lecteur de la norme. Par exemple, en faire mention dans un texte encadré. Présentement il n'y a pas d'harmonisation de ce type de modification. Parfois la mention est dans le chapitre X, parfois elle est dans le chapitre Y. Ex: PRC-012-2 Chapitre B versus PRC-005-6 Chapitre 4.2</p>	HQP	<p>Nous essayons d'assurer une uniformisation de notre pratique. Cependant, celle-ci pourrait évoluer dépendamment des décisions de la Régie. Normalement, nous indiquons les changements à effectuer dans la section de l'annexe Québec qui correspond à la section de la norme.</p> <p>Dans l'exemple donné, le chapitre B de la norme PRC-012-2 fait référence au terme BES qui est remplacé par le terme RTP conformément à la disposition particulière au Chapitre B de l'annexe Québec. Il est à noter que le chapitre 4.2 de la norme PRC-012-2 ne fait aucune référence au terme BES et donc aucune disposition particulière n'est nécessaire dans le chapitre 4.2 de l'annexe Québec pour remplacer ce terme par RTP.</p> <p>Également, le chapitre B de la norme PRC-005-6 ne fait aucune référence au terme BES et par conséquent aucune disposition particulière n'est nécessaire au chapitre B de l'annexe Québec pour remplacer ce terme. Cependant, le chapitre 4.2 de la norme fait référence au terme BES et plusieurs alinéas de ce chapitre nécessitent les remplacements correspondants que l'on retrouve dans le chapitre 4.2 de l'annexe Québec de la norme PRC-005-6.</p> <p>Finalement, l'utilisation des encadrées nous paraît moins précis que de préciser à des sections précises les remplacements. De plus les encadrées sont utilisées lors du développement de normes pour les justificatifs. Par exemple, la NERC omet de retirer l'encadrée dans la norme PRC-006-3. Afin d'éviter la confusion, le Coordonnateur considère sa pratique actuelle de préciser les modifications dans des sections précises acceptable.</p>

Tous		Est-ce possible d'avoir un suivi des modifications (Redline) lors de la période de consultation ?	HQP	Le Coordonnateur est disposé à publier en consultation publique des versions en suivi de modifications lorsque disponibles. Dans certains cas, ces versions ne sont pas disponibles notamment quand il s'agit de nouvelle norme ou lorsqu'il y a plusieurs révisions entre la norme en vigueur et celle en consultation publique.
PRC-026-1		Cette norme était ciblée par la phase 1 de cette consultation, qu'en arrive-t-il dans la phase 2 ?	HQP	La norme PRC-026-1 est déjà en vigueur au Québec (mais les exigences E2 à E4 sont suspendues pour les installations RTP et non-BPS). La Régie a demandé au Coordonnateur, dans ses décisions D-2017-015 et D-2017-076, d'évaluer le champ d'application des normes PRC (ce qui a été fait dans la phase 1 pour la norme PRC-026-1). Selon l'exigence E1 de la norme qui entre en vigueur le 1 ^{er} janvier 2018, le Coordonnateur de la planification a au plus un an pour identifier les installations à l'intérieur du champ d'application qui seraient visées par les exigences E2 à E4. Une fois que le Coordonnateur de la planification aura identifié les installations visées, le Coordonnateur doit déposer de nouveau la norme avec la liste des installations identifiées conformément à la décision D-2017-076. D'ailleurs, le Coordonnateur a déposé une lettre à la Régie pour décrire les prochaines étapes qu'il entrevoit pour répondre à demandes de la Régie : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2017-076/HQCME_LtrNorme_1aout2018.pdf
PRC-012-2	Annexe QC, chapitre A.5.3	Arrimer la date d'entrée en vigueur de la norme avec la date "Effective Date of Standard" de la NERC. C'est-à-dire : 2021-01-01. Sinon, la norme entrera en vigueur au Québec avant les États-Unis.	HQP	Même si le Coordonnateur demande l'entrée en vigueur de la norme le 1 ^{er} juillet 2019, la première date de mise en application des exigences est le 1 ^{er} juillet 2021, soit six mois après la date d'entrée en vigueur de la norme aux États-Unis (1 ^{er} janvier 2021).
PRC-001-1.1(ii)	Exigences 2,5 et 6	Ces exigences sont inactives dans la version NERC (Voir la dernière page de la version NERC- For informational purposes only). Est-ce que vous avez l'intention de les rendre inactives dans la version QC également ?	HQP	La version PRC-001-2 qui retire les exigences E2, E5 et E6 n'a jamais été adoptée par la FERC. La version PRC-001-1.1(ii) en vigueur aux États-Unis inclut ces exigences et est la même que celle proposée par le Coordonnateur. Par conséquent, le Coordonnateur n'a pas l'intention pour le moment de rendre inactives ces exigences.
PRC-001-1.1(ii)	3. Objet	Suggestion pour modifier la traduction de l'objet pour : Donner l'assurance que le système de protection du réseau est coordonnée entre les entités exploitantes.	HQP	Le terme « système de protection » est défini au glossaire des termes. Dans ce contexte, la version anglaise de la NERC ne fait pas référence au terme du glossaire vu que les premières lettres ne sont pas en majuscule. Par conséquent, et afin d'éviter toute confusion avec le terme défini au glossaire, le texte de l'objet ne sera pas modifié.
Glossaire	Dispersed Power producing resources	Il n'y a pas de définition dans le Glossary of terms de la NERC. L'ajout s'est fait dans la définition de BES alors ne devrait-on pas faire l'ajout dans la définition du RTP ?	HQP	La définition du RTP, qui fait l'objet du dossier R-3952-2016 inclut la définition de ressources de production décentralisées. (Voir méthodologie de définition du RTP : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/346/DocPrj/R-3952-2015-B-0075-Demande-PieceRev-2016_12_06.pdf). Lorsque celle-ci sera révisée, le Coordonnateur utilisera le terme défini au Glossaire.
Glossaire	Plan de défense	Le terme Plan de défense ne représente pas bien la notion de Automatisation de Réseau.Suggestion: Automatisation de sauvegarde ?	HQP	Voir la réponse au commentaire de HQ-CMÉ plus haut. Le terme « automatisme de réseau » a été retenu pour refléter les pratiques au Québec.
PRC-005-6		Nous réitérons qu'un changement de champ d'application apportera un impact de conformité important. Hydro-Québec Production n'est pas soumise à la conformité de la norme PRC-005-2 dont le champ d'application est limité aux éléments du Bulk Power System (BPS). Les activités de conformité répondant à cette nouvelle portée proposée s'étendront aux cinquante centrales classées Réseau de Transport principal (RTP) selon le registre des entités. Les efforts requis pour démontrer la conformité seront significatifs à tous les niveaux. De plus, un élargissement de la portée de la coordination des retraits sera à prévoir. Il serait pertinent d'analyser plus rigoureusement les impacts reliés à la coordination de ces retraits avant l'entrée en vigueur de la nouvelle portée (RTP) proposée. Pour ce faire, un report de la mise en vigueur de la norme et de ces exigences est à prévoir. Les impacts monétaires ont déjà été signifiés lors de notre correspondance en lien avec la Phase 1 de cette même consultation.	HQP	L'élargissement du champ d'application au RTP de la norme PRC-005-6 a été l'objet de la phase 1 de la consultation publique. À la lumière des commentaires de la première phase de la consultation publique, dont ceux de HQP, le Coordonnateur est d'avis que le champ d'application RTP est approprié pour cette norme (http://www.hydroquebec.com/data/transenergie/zip/reponses-coordonnateur-commentaires-2018-03-08.zip). Le Coordonnateur note que la transition aux É-U. entre l'ordonnance de la FERC (2013-12-19) et l'entrée en vigueur de la norme PRC-005-2 (2015-04-01) s'est faite en environ 16 mois. Également, le Coordonnateur reconnaît que l'extension au RTP augmente significativement le nombre d'éléments couverts par la norme. Cependant, le Coordonnateur est d'avis qu'HQP effectue déjà l'entretien de ses équipements et coordonne leurs retraits, mais l'entrée en vigueur des exigences pourrait nécessiter des ajustements aux fréquences d'entretien et aux pratiques additionnelles de conformité. Par conséquent, le Coordonnateur trouve raisonnable qu'un délai d'un an entre l'entrée en vigueur de la norme et la première date de mise en application est raisonnable.
PRC-004-5(i)		Dans le cadre des fonctions d'Hydro-Québec Production, la revue de tous les événements qui surviennent dans le parc de production est accomplie pour valider le bon fonctionnement des protections. Les centrales du BPS possèdent les équipements nécessaires pour répondre aux exigences de validation du bon fonctionnement des protections. Les autres centrales classées RTP ne répondent pas entièrement à ces exigences de la norme. Si le changement de portée proposée RTP entre en vigueur, il y'aura des impacts importants pour Hydro-Québec Production. Plusieurs équipements devront être installés et maintenus sur les groupes turbines/ alternateurs du parc de production pour répondre spécifiquement à la norme. Le projet d'installation englobera la planification des	HQP	L'élargissement du champ d'application au RTP de la norme PRC-004-5(i) a été l'objet de la phase 1 de la consultation publique. À la lumière des commentaires de la première phase de la consultation publique, dont ceux de HQP, le Coordonnateur est d'avis que le champ d'application RTP est approprié pour cette norme (http://www.hydroquebec.com/data/transenergie/zip/reponses-coordonnateur-commentaires-2018-03-08.zip). Le Coordonnateur note que pour la première entrée en vigueur de la norme PRC-004, soit la version 2, l'ordonnance de la FERC a été émise le 2011-01-10 et la norme est entrée en vigueur le 2011-09-25, soit moins d'un an. Par conséquent, le Coordonnateur est d'avis que le délai entre l'entrée en vigueur et la mise en application de 15 mois pour les nouvelles installations est raisonnable.

		retraits, l'ingénierie, l'installation, l'habilitation, etc. Il faut également revoir les méthodes et les processus d'analyses mises en place. L'impact monétaire a été mis à jour dans le formulaire de réponse prévu à cet effet, mais demeure un montant préliminaire et il est sujet à changement. Avec un projet de cette envergure, Hydro-Québec Production demande qu'une date de mise en vigueur ultérieure d'entrée en vigueur soit considérée.		
Glossaire	Système de protection	Je n'ai pas observé de changement entre la nouvelle et l'ancienne définition dans le document "prc-005-6-sommaire.pdf"	RTA	Le changement est le suivant : « Alimentation à c.c. de poste » contrairement à « Alimentation de poste à c.c. ».
FAC-010-3	Annexe QC	La norme fait référence à la norme TPL-003 qui n'est pas en vigueur au Québec. Ne serait-il pas requis d'avoir une disposition particulière qui remplace TPL-003 par TPL-001?	RTA	La Régie a statué qu'il est permis d'avoir un renvoi dans la norme tel que présenté aux para. 138 à 159 de la décision D-2018-101. Il n'est donc pas nécessaire d'avoir une disposition particulière.
FAC-010 et 11	Disposition particulière pour E2.2.1	Après la lecture du texte qui suit je ne comprends pas bien ce que ça veut dire, pouvez-vous préciser? Je suis confus. Ma compréhension de l'objectif est de continuer d'utiliser les critères de défaut mono à la terre ou biphasé pour les installations conçues selon ces critères avant la mise en vigueur de la norme. « Disposition particulière applicable à l'exigence E2.2.1 : L'exigence E2.2.1 s'applique telle que stipulée dans la norme sauf : • lorsque la planification associée à l'élément est effectuée après le 1er janvier 2019 et • lorsque l'élément n'a pas connu de modification substantielle depuis le 1er janvier 2019. De plus, l'exigence E2.2.1 est remplacée par le texte suivant : E2.2.1 Défaut monophasé à la terre ou défaut biphasé (le plus grave des deux), avec élimination normale du défaut, touchant un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur ou un élément shunt en défaut. »	RTA	En suivi de la décision D-2018-101, le Coordonnateur propose une disposition particulière. Le Coordonnateur retient que l'exigence E2.2.1 s'applique aux éléments du RTP de 230kV et plus. L'exigence E2.2.1 s'applique également aux éléments du RTP de moins de 230kV qui ont subi des changements significatifs après le 1 ^{er} janvier 2019.
EOP-004-4	Annexe 1	Que veut dire "non maîtrisée" dans "Perte non maîtrisée de charge ferme ...	RTA	Une perte non maîtrisée de charge ferme voudrait dire une perte de charge dans des conditions non prévues ou non connues, et dont les conséquences n'ont pas été anticipées.
PRC-024-2	Annexe QC-Annexe 2	Quelles sont les justifications qui démontrent que la courbe de tenue aux excursions de tension de l'Idc la norme ne peut être appliquée au Québec, considérant que le transporteur exige déjà l'application de la courbe de l'annexe QC à presque la totalité des entités du Québec?	RTA	Les exigences de raccordement sont des obligations contractuelles alors que les exigences de la norme PRC-024-2 sont nécessaires pour la fiabilité de l'interconnexion. Par conséquent, la norme doit s'appliquer à la totalité des entités du Québec qui sont visées dans le champ d'application. Les exceptions sont encadrées par la norme.
PRC-004-5(1)	Champ d'application RTP	RTA possède et applique un processus d'analyse des fonctionnements incorrects de ses systèmes de protection depuis plus de 30 ans. RTA partage avec HQ ses analyses tel que mentionné dans les instructions communes et via le Comité technique Transport RTA/HQT. Donc l'application d'un champ d'application RTP au lieu de BPS n'ajoute rien à la fiabilité, mais augmente les frais et risque financiers de RTA.	RTA	Le Coordonnateur souhaite rappeler les conclusions de l'ordonnance 743 (https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2010/111810/E-2.pdf) de la FERC en ce qui a trait au réseau bulk selon le NPCC : « We disagree with commenters who assert that NPCC's current material impact assessment, referred to as NPCC Document A-10, ensures that the proper facilities are included in the bulk electric system. » La FERC énumère plusieurs raisons pour étayer la conclusion selon laquelle le bulk, tel qu'établi par le NPCC, est insuffisant pour assurer la fiabilité du réseau. L'élargissement du champ d'application au RTP des normes PRC-004-5(i) et PRC-005-6 a été l'objet de la phase 1 de la consultation publique. À la lumière des commentaires de la première phase de la consultation publique, dont ceux de RTA, le Coordonnateur est d'avis que le champ d'application RTP est nécessaire pour ces normes (http://www.hydroquebec.com/data/transenergie/zip/reponses-coordonnateur-commentaires-2018-03-08.zip), d'autant plus que cela s'aligne avec l'harmonisation du régime réglementaire avec les territoires voisins qui utilisent le BES (dont la portée est plus large que le BPS ou le RTP). Le Coordonnateur rappelle également que la première leçon tirée de la panne de 2003 était que le volontariat était insuffisant pour assurer la fiabilité des réseaux interconnectés. Le gouvernement du Québec a donné suite à la première recommandation du rapport de cette panne, soit, de rendre les normes de fiabilité obligatoire plutôt que volontaire.
PRC-005-6	Champ d'application RTP	RTA possède, depuis plus de 30 ans, un programme d'entretien des protections etc. pour ses installations. Celui-ci a évolué en fonction de l'expérience et des pratiques de l'industrie et des recommandations des manufacturiers. Donc l'application d'un champ d'application RTP au lieu de BPS n'ajoute rien à la fiabilité, mais augmente les frais et risque financiers de RTA.	RTA	Voir la réponse précédente.
PRC-024-2	Annexe QC-Annexe 2	RTA n'est aucunement conforme à la courbe du transporteur. Considérant l'envergure des interventions requises pour atteindre la conformité RTA ne pourrait pas respecter les dates de mise en vigueur proposées. Le cas échéant, RTA pourrait se conformer à 10% des installations par année en commençant avec 10% le 1 ^{er} avril 2021.	RTA	Vu l'ampleur des interventions requises, le Coordonnateur est disposé à proposer des dates de mise en application des exigences raisonnables. En se basant sur le délai qui a été utilisé aux États-Unis entre l'ordonnance de la FERC (2014-03-20) et l'entrée en vigueur de la norme PRC-024-1 (2016-07-01), soit près de 16 mois, le Coordonnateur propose un délai de 15 mois entre la date d'entrée en vigueur et de la première date de mise en application. Ce délai est raisonnable d'autant plus que la Régie a déjà adopté la version 1. Le Coordonnateur trouve déraisonnable et risqué pour la fiabilité les dates de mise en application proposées par RTA.

FAC-010 et 11	Disposition particulière pour E2.2.1	Selon la compréhension de RTA lors des représentations devant la Régie, celle-ci devrait être plus clair. Exemple: La disposition devrait commencer par le remplacement de l'exigence E2.2.1 par : "E2.2.1 Défaut monophasé à la terre ou défaut biphasé (le plus grave des deux), avec élimination normale du défaut, touchant un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur ou un élément shunt en défaut. " lorsque les conditions suivantes sont rencontrées: <ul style="list-style-type: none"> • le réseau ou les éléments de réseau n'ont pas été conçus avec un critère de défaut triphasé au premier janvier 2019, et • le réseau ou les éléments de réseau n'ont pas connu de modification substantielle depuis le premier janvier 2019, permettant à l'entité de justifier la mise à niveau. Note: RTA ne comprend pas la signification et la portée du point suivant proposé: "lorsque la planification associée à l'élément est effectuée après le 1er janvier 2019" Pouvez-vous préciser?	RTA	Voir la réponse précédente concernant les normes FAC.
dispersed-ras-sommaire	Normes proposées pour adoption	Le Coordonnateur fait mention que seule la norme EOP-004-4 inclue un changement autre qu'aux sujets du plan de défense et des ressources décentralisées alors que l'annexe Qc de la PRC-024-2 a été modifiée et que la courbe de tenue aux excursions de tension du transporteur remplace la courbe de la norme. Dans un souci de transparence et pour éviter la confusion ceci aurait dû être mentionné.	RTA	Le Coordonnateur confirme, par souci de transparence et afin d'éviter toute confusion, qu'il n'y a pas eu de changements à la norme PRC-024-2. En effet, les changements que la Régie a demandés dans la décision D-2017-110 au Coordonnateur, soit d'inclure à l'annexe 2 de l'Annexe Québec une courbe en surtension, ont été invalidés et déclarés nulles dans la décision D-2018-101 de la Régie. Par conséquent, le Coordonnateur a mis en consultation publique les courbes de la norme telles que proposées dans la version 1 de la norme.
général	général	Serait-il possible d'identifier les modifications entre les versions de normes avec des version "red line" tel que fait par la NERC pour les versions anglaises. Les documents explicatifs sont utilisés mais ne permettent pas d'identifier rapidement les changements spécifiques dans le texte.	SCHM	Voir la réponse précédente applicable à toutes les normes.
Glossaire	Plan de défense	Serait-il possible de mettre à jour l'ANNEXE A : Fiches des entités visées en lien avec l'utilisation du terme Plan de défense (RAS) au lieu d'automatisme de réseau dans les normes et confirmer si l'entité possède ou non un plan de défense (RAS) selon la nouvelle définition: L'entité possède et/ou exploite : Automatismes de réseau classés type I ou II par le NPCC L'ANNEXE E - Automatisme de réseau devra probablement être renommée Plan de Défense (RAS) et mise à jour si des Automatismes de réseau classés type III par le NPCC sont présent sur le réseau	SCHM	Voir la réponse précédente concernant le glossaire en ce qui a trait au choix du terme « automatisme de réseau » plutôt que « plan de défense ». Le Coordonnateur est au courant que le Registre n'est pas à jour et ne reflète pas la situation actuelle des installations et entités visées. Il a déposé une méthodologie et a proposé un nouveau Registre dans le dossier R-3952-2015. Le dossier est en délibéré depuis plus d'un an. Comme toute entité, le Coordonnateur a contacté la Régie pour connaître le statut concernant une possible décision de la Régie. À date, il n'y a pas de date de décision prévue afin de mettre à jour le Registre.
PRC-023-4	Annexe QC-PRC-023-4 Section 4.2.1.2, 4.2.1.3 et 4.2.1.6 ainsi que l'exigence E6	Serait-il possible pour le coordonnateur de fiabilité d'indiquer dans l'annexe B du registre des entités visées ou par la transmission d'une lettre aux entités visées si les circuits indiqués à l'annexe B du registre des entités visées sont sélectionnés ou non par le coordonnateur de la planification selon l'exigence E6.	SCHM	Voir réponse précédente pour le registre.
EOP-004-4	Annexe QC-EOP-004-4	Serait-il possible de faire une clarification au sujet du rôle de la Sûreté du Québec (SQ) et de la Gendarmerie Royale (GRC). Est-ce que le Formulaire de déclaration des événements doit être envoyé à la GRC, à la SQ ou aux deux parties. Noter que la SQ n'est pas identifié dans la section "Parties concernées par le processus de déclaration" page 14.	SCHM	La norme est écrite de façon générale pour s'appliquer aux différentes situations en Amérique du nord. Par exemple, la SQ serait identifiée sous « Autorités policières d'État ou provinciales » (nous soulignons). Dépendamment du lieu ou de la gravité de l'événement, l'entité doit informer les autorités policières pertinentes, la GRC, les « autorités policières locales » ou les « autorités policières d'État ou provinciales ». Au Québec, le service offert par la GRC peut être trouvée au lien suivant : http://www.rcmp-grc.gc.ca/fr/qc/au-sujet-grc-au-quebec De la même manière, le service offert par la SQ peut être trouvée au lieu suivant : https://www.sg.gouv.qc.ca/organisation/rerelations-avec-les-municipalites/ Dans le cas où les responsabilités des autorités policières mentionnées plus haut ne s'applique pas, l'entité doit contacter les autorités policières locales.
EOP-004-4	Annexe QC-EOP-004-4	Serait-il possible d'avoir une annexe A dans Annexe QC-EOP-004-4 qui indiquerait les parties concernées par chacun des type d'événement auquel l'entité visée doit transmettre le Formulaire de déclaration des événements autre que l'ERO. L'AESO en Alberta dans les annexe document ISO Rules Part 300 System Reliability and Operations Division 304 Routine Operations Section 304.7 Event Reporting précise sans être exhaustif les organisations ou parties visées pour chacun des événements.	SCHM	Le Coordonnateur ne peut spécifier chacune des parties auxquelles une entité doit déclarer un événement vu que cela dépend de plusieurs paramètres. Il est de la responsabilité de l'entité d'identifier les parties pertinentes selon l'exigence E1 pour déclarer un événement. Le document « ISO Rules Part 300 System Reliability and Operations Division 304 Routine Operations Section 304.7 Event Reporting » est une source d'information qui pourrait aider les entités à identifier les parties pertinentes.