

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2021-015

R-4123-2020

17 Février 2021

PRÉSENTE :

Sylvie Durand
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

Décision sur le fond

*Demande d'adoption de la norme de fiabilité TPL-007-3
relative à la planification du comportement du réseau de
transport en cas de perturbation géomagnétique*

Demanderesse :

Hydro-Québec

représentée par M^{es} Jean-Olivier Tremblay et Joelle Cardinal.

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	5
2. CONTEXTE	7
3. NORME TPL-007-3 – PLANIFICATION DU COMPORTEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT EN CAS DE PERTURBATION GÉOMAGNÉTIQUE.....	9
3.1 La Norme	9
3.2 Exigence E7 de la norme	11
3.3 Disposition particulière relative au champ d’application.....	20
4. PROCESSUS D’OBTENTION DES DONNÉES DE MESURE DE PGM.....	23
5. PROCESSUS DE CONSULTATION.....	25
6. MODIFICATIONS AU GLOSSAIRE.....	28
7. ADOPTION DE LA NORME	31
DISPOSITIF	31
ANNEXE 1.....	34

1. INTRODUCTION

[1] Le 11 mai 2020, Hydro-Québec, par sa direction principale Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau, désignée de façon provisoire à titre de Coordonnateur de la fiabilité au Québec (le Coordonnateur), en vertu des articles 31 (5°), 85.2, 85.6 et 85.7 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), soumet à la Régie de l'énergie (la Régie) les demandes suivantes :

- la demande d'adoption de la norme de fiabilité de la *North American Electric Reliability Corporation* (la NERC) TPL-007-3 – Planification du comportement du réseau de transport en cas de perturbation géomagnétique (la Norme)², ainsi que de son annexe Québec (Annexe Québec)³, dans leurs versions française et anglaise;
- la demande d'adoption des modifications au *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité* (le Glossaire)⁴, nécessaires à l'adoption de la Norme⁵.

[2] Le 25 mai 2020, la Régie publie sur son site internet un avis invitant les personnes intéressées à soumettre une demande d'intervention et un budget de participation au plus tard le 1^{er} juin 2020.

[3] Le 1^{er} juin 2020, le Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (le RTIÉÉ) soumet à la Régie une demande d'intervention ainsi qu'un budget de participation⁶.

[4] Le 8 juin 2020, le Coordonnateur soumet ses commentaires en lien avec la demande d'intervention du RTIÉÉ qui y réplique le 11 juin 2020.

[5] Le 26 juin 2020, la Régie rend sa décision procédurale D-2020-079 par laquelle elle rejette la demande d'intervention du RTIÉÉ au présent dossier⁷.

¹ [RLRQ, c. R-6.01](#).

² Pièces [B-0009](#) et [B-0010](#).

³ Pièce [B-0011](#).

⁴ Pièce [B-0012](#).

⁵ Pièce [B-0002](#), p. 2.

⁶ Pièce [C-RTIÉÉ-0002](#), description du RTIÉÉ en annexe de la demande, p. 1 à 5.

⁷ Décision [D-2020-079](#).

[6] Le 30 juin 2020, la Régie transmet la demande de renseignements (DDR) n° 1 au Coordonnateur.

[7] Le 22 juillet 2020, le Coordonnateur répond à la DDR n° 1 de la Régie et dépose l'Annexe Québec révisée de la Norme, dans ses versions française et anglaise ainsi qu'une révision des modifications des termes au Glossaire⁸.

[8] Le 19 août 2020, la Régie transmet la DDR n° 2 au Coordonnateur qui y répond le 2 septembre 2020.

[9] Le 4 septembre 2020, le Coordonnateur dépose une demande amendée à la Régie afin de mettre en vigueur l'exigence E2 de la norme EOP-010-1 qui encadre de façon générale les activités des coordonnateurs de la fiabilité aux fins de la diffusion de l'information de la prévision et de la météo spatiale courante permettant ainsi d'atténuer les effets des perturbations géomagnétiques⁹.

[10] Le 18 septembre 2020, le Coordonnateur propose à la Régie de tenir une séance de travail.

[11] Le 22 septembre 2020, la Régie confirme la tenue d'une séance de travail qui aura pour objet principal l'examen de l'exigence E7 de la Norme¹⁰.

[12] Le 24 septembre 2020, la Régie tient la séance de travail à laquelle participent le Coordonnateur, ainsi qu'un représentant d'Hydro-Québec TransÉnergie (HQT).

[13] Le 5 octobre 2020, la Régie convoque le Coordonnateur à une audience prévue pour le 13 octobre 2020 et lui indique les principaux sujets inscrits à l'ordre du jour¹¹.

[14] Le 13 octobre 2020, le Coordonnateur dépose une version corrigée de la Norme¹².

⁸ Pièces [B-0018](#) et [B-0019](#).

⁹ Pièce [B-0024](#).

¹⁰ Pièce [A-0009](#).

¹¹ Pièce [A-0011](#).

¹² Pièce [B-0029](#).

[15] Le 13 octobre 2020, la Régie tient une audience afin d'entendre le Coordonnateur ainsi que les représentants de HQT. Une présentation est déposée en preuve¹³.

[16] Le 27 octobre 2020, le Coordonnateur dépose son argumentation¹⁴.

[17] Le 1^{er} décembre 2020, la Régie sollicite les commentaires du Coordonnateur quant à la modification du délai entre l'adoption de la Norme et sa date d'entrée en vigueur. Le 4 décembre 2020, le Coordonnateur soumet ses commentaires¹⁵.

[18] Le 1^{er} février 2021, la Régie sollicite de nouveau les commentaires du Coordonnateur quant à la modification du délai entre l'adoption de la Norme et sa date d'entrée en vigueur. Le 4 février 2021, le Coordonnateur soumet ses commentaires¹⁶.

[19] La présente décision porte sur la Demande et sur la demande amendée.

2. CONTEXTE

[20] À la suite de l'ordonnance 779 de la *Federal Energy Regulatory Commission* (la FERC), en mai 2013, la NERC a été mandatée pour rédiger des normes d'exploitation et de planification des réseaux afin de se prémunir des phénomènes associés aux orages géomagnétiques¹⁷.

[21] Les normes EOP-010-1, Exploitation sous perturbations géomagnétiques, et TPL-007-1, Planification du comportement du réseau de transport en cas de perturbation géomagnétique, découlent de cette ordonnance.

[22] L'évènement déclencheur de ces travaux a été l'orage géomagnétique de 1989 qui a causé une panne générale au Québec ainsi que des pannes, moins sévères, dans d'autres

¹³ Pièce [B-0030](#).

¹⁴ Pièce [B-0032](#).

¹⁵ Pièce [B-0033](#).

¹⁶ Pièce [B-0034](#).

¹⁷ Pièce [B-0007](#), p. 6.

parties de l'Amérique du Nord. Aucun autre orage géomagnétique d'une telle intensité n'a eu lieu depuis.

[23] La norme EOP-010-1 a été approuvée par la Régie dans sa décision D-2016-150¹⁸.

[24] Pour ce qui est de la norme TPL-007, le Coordonnateur n'a pas déposé ses versions 1 et 2 pour adoption par la Régie. Par contre, l'IESO¹⁹ et Hydro One ont fait une demande qui a mené à la version 3 de la Norme.

[25] L'amélioration principale entre les versions 2 et 3 de la norme TPL-007 est l'ajout d'une différence régionale pour le Canada, afin de tenir compte des pratiques et processus réglementaires spécifiques au Canada et d'une annexe qui encadre l'utilisation de données et de résultats de recherche spécifiques au Canada.

[26] Le Coordonnateur précise que la Norme est rédigée sur un modèle de « norme de performance », en contraste avec les normes traditionnelles qui prescrivent plutôt des actions prédéterminées ou « normes prescriptives ». Il allègue que le modèle de « norme de performance » est un modèle vers lequel la NERC tend de plus en plus, dans le respect du *NERC Reliability Standards Development Procedure*²⁰.

[27] Le Coordonnateur mentionne qu'une « norme de performance » vise un résultat de fiabilité et incorpore une démarche structurée obligatoire menant à la détermination de mesures correctrices, à même les exigences de la norme²¹. Ainsi, il précise qu'au moment de son adoption, une incertitude relative à la pertinence et à l'impact des actions qui seront requises pour atteindre la performance demandée par la norme peut exister. Le Coordonnateur présente un cadre d'analyse relatif à l'adoption des normes de performance qui tient compte de cette incertitude et qui propose les moyens appropriés pour en faire le suivi auprès de la Régie.

¹⁸ Dossier R-3944-2015, décision [D-2016-150](#).

¹⁹ Independent Electricity System Operator.

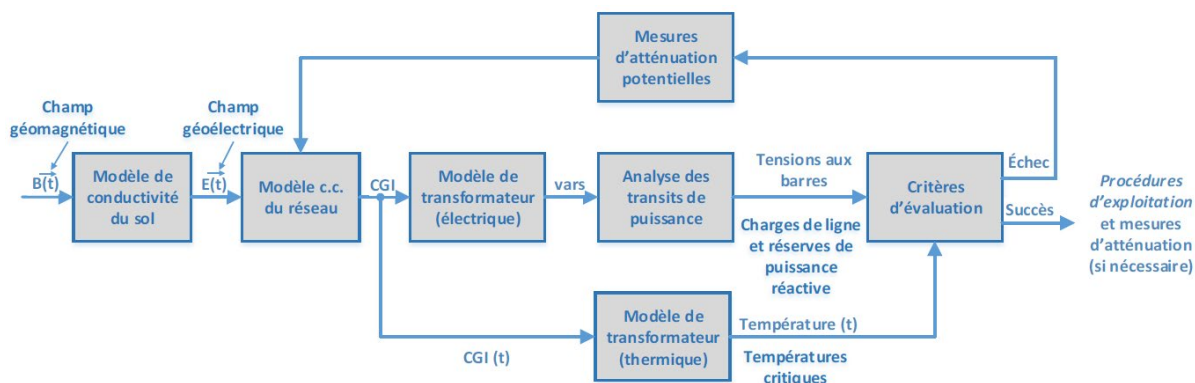
²⁰ Pièce [B-0032](#), p. 1.

²¹ Pièce [B-0032](#), p. 1 et 2.

3. NORME TPL-007-3 – PLANIFICATION DU COMPORTEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT EN CAS DE PERTURBATION GÉOMAGNÉTIQUE

3.1 LA NORME

[28] La Norme se décline en 12 exigences. Le schéma-bloc ci-dessous représente sommairement le processus de préparation des modèles de réseau et des modèles de courants géomagnétiquement induits (CGI) de réseau ainsi que d'évaluation de vulnérabilité aux perturbations géomagnétiques (PGM).



Source : Pièce [B-0029](#), p. 32.

[29] L'exigence E2 de la Norme est la suivante :

« Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit tenir à jour des modèles de réseau et des modèles CGI de réseau pour sa zone de planification, aux fins des études nécessaires pour les évaluations de vulnérabilité aux PGM de référence et supplémentaire »²².

[30] En réponse à la DDR n° 1, le Coordonnateur confirme que HQT est le seul coordonnateur de la planification (PC) et le seul planificateur de réseau de transport (TP). HQT est en charge de maintenir à jour les modèles courant continu de réseau et de recueillir les données nécessaires à la modélisation auprès des propriétaires d'installation de transport (TO) et des propriétaires d'installation de production (GO)²³.

²² Pièce [B-0029](#), p. 2.

²³ Pièce [B-0017](#), p. 4, R1.1.

[31] Le Coordonnateur précise que HQT, dans son rôle de planificateur, a la responsabilité d'effectuer les études d'évaluation de la vulnérabilité aux orages géomagnétiques, mais qu'elle ne dispose pas de modèles disponibles pour le moment²⁴. Plus particulièrement pour les modèles de sols, elle ajoute :

« Donc, si je résume, qu'est-ce qu'on a essayé de faire? On n'est pas très très convaincu de la manière dont on a établi les courants induits. Pour ça, on avait des problèmes de qualification du sol, par exemple, la résistivité du sol qui est un élément super important dans notre modèle mathématique, il y avait des incertitudes là-dessus.

Donc, on va faire des campagnes pour essayer de bien qualifier et là, [...], donc on va qualifier ces sols pour avoir un meilleur modèle mathématique. Grâce à ce meilleur modèle mathématique, on va mieux calculer le courant induit dans les transformateurs »²⁵.

[32] Les entités propriétaires des installations visées doivent effectuer des études d'impact thermique de référence (selon l'exigence E6) et supplémentaire si requis (selon l'exigence E10) pour les transformateurs de puissance. Ensuite, selon les résultats de l'évaluation de vulnérabilité à la PGM réalisée par HQT tel que prescrit par l'exigence E4, les entités doivent établir un plan d'actions correctives précisant comment les critères de comportement seront respectés²⁶.

[33] Par ses fonctions de PC et de TP, HQT est la seule à déterminer quelles seront les installations visées en se basant sur les études qu'elle devra effectuer à la suite de l'adoption de la Norme et pour lesquelles elle ne dispose pas, actuellement, de toutes les données ni de tous les modèles de simulation nécessaires.

[34] La Régie prend acte du rôle prédominant de HQT dans la détermination des installations visées par la Norme.

[35] La Régie se déclare satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais de la Norme et de son Annexe Québec, aux fins de la présente décision. À cet égard, elle retient que la version française de la Norme a fait l'objet d'une attestation d'un traducteur agréé²⁷.

²⁴ Pièces [B-0017](#), p. 7, R3.1 et R4.1 et [B-0022](#), p. 4, R1.1.

²⁵ Pièce [A-0014](#), p. 75 et 76, M. Benoît Delourme.

²⁶ Pièce [B-0029](#), p. 5.

²⁷ Pièce [B-0008](#).

3.2 EXIGENCE E7 DE LA NORME

3.2.1 PERTINENCE ET IMPACT

[36] En réponse à la DDR n° 1, le Coordonnateur précise qu'il lui est impossible, pour le moment, de préciser les impacts des plans d'actions correctives associés à l'exigence E7.

« Il n'est pas possible à ce stade de fournir un impact des coûts des correctifs associés à l'exigence E7, car le plan d'actions correctives n'est pas disponible en ce moment.

Par ailleurs, la finalisation du plan d'actions correctives pourrait prendre 60 mois après la mise en vigueur de la norme. Or, les modifications apportées au réseau peuvent influencer le plan d'actions correctives et conséquemment l'impact financier associé.

Enfin, les correctifs associés à l'exigence E7 doivent tenir compte des autorisations requises de la Régie notamment »²⁸. [nous soulignons]

[37] Questionné davantage sur de possibles autorisations de la Régie concernant les plans d'actions correctives, le Coordonnateur précise que ces approbations concernent les demandes d'investissements en vertu de l'article 73 de la Loi, qui pourraient découler de l'adoption de la Norme, le cas échéant²⁹. Il précise que, dans tous les cas, HQT va se soumettre à l'exercice habituel de demande d'autorisation à la Régie, que ce soit à travers le véhicule des projets de 65 M\$ ou à travers le véhicule des demandes d'investissements de moins de 65 M\$³⁰.

[38] Questionnée en audience sur la possibilité que les plans d'actions correctives puissent dépasser la somme de 65 M\$, HQT précise :

« Malheureusement oui. Mais mettons que si on mettait une courbe de Gauss par-dessus ça, il y a quand même peu [✖] de chances que ce n'est pas soixante-cinq (65), c'est ça qu'on vous dit. La probabilité, comme vous nous la posiez, là, je serais surpris qu'on dépasse de beaucoup. Donc, on n'ira pas à un milliard (1G), c'est sûr

²⁸ Pièce [B-0017](#), p. 12, R5.3.

²⁹ Pièce [B-0022](#), p. 8, R2.1.

³⁰ Pièce [A-0014](#), p. 88.

que non. Maintenant, est ce qu'on ira à zéro, sans doute que non, non plus. Et on espère... on espère être le plus précis possible, mais aujourd'hui, comme on vous le disait, là, on a vingt (20) transformateurs [...] »³¹.

[39] Considérant la preuve de HQT, le Coordonnateur réitère qu'il évalue que l'impact est raisonnable et que la Norme est pertinente pour la fiabilité du réseau au Québec. À cet égard, le Coordonnateur s'appuie sur son expertise propre ainsi que sur les éléments suivants de la preuve présentée par HQT, précisant que depuis 1989 :

- il y a eu d'autres PGM d'amplitude qui se sont avérées moins sévères;
- il n'y a pas eu de perte, pas eu d'échauffement, ni d'autres événements majeurs sur le réseau³²;
- il y a eu plusieurs actions et ajouts sur le réseau et qu'en conséquence, le réseau est beaucoup plus robuste face aux perturbations géomagnétiques qu'en 1989³³.

[40] HQT précise :

« Donc, en fait, on avait réussi à mettre sur le réseau, un équipement qui, finalement, réussissait à combler deux objectifs. À la fois, améliorer le comportement dynamique de notre réseau, mais également nous prémunir contre les orages géomagnétiques »³⁴.

[41] HQT indique cependant qu'elle n'est pas en mesure de préciser l'impact en raison d'une incertitude par rapport à la modélisation³⁵. Ainsi à son avis, bien que peu probable, il demeure une possibilité que le plan d'actions correctives comporte des coûts importants.

³¹ Pièce [A-0014](#), p. 89 et suivantes, M. Benoît Delourme.

³² Pièce [A-0014](#), p. 79, M. Louis Gibson.

³³ Pièce [A-0014](#), p. 71 et 72, M. Louis Gibson.

³⁴ Pièce [A-0014](#), p. 30, M. Benoît Delourme.

³⁵ Pièce [A-0014](#), p. 89 et suivantes, M. Benoît Delourme.

3.2.2 CADRE LÉGISLATIF POUR L'ADOPTION DES NORMES

[42] Pour répondre à la demande de la Régie relative à l'évaluation de différentes options à l'égard de l'exigence E7, qui lui permettrait de s'acquitter, de façon adéquate, de ses responsabilités en matière d'évaluation de la pertinence et des impacts de la Norme, le Coordonnateur réfère notamment aux articles 85.6 et 85.7 de la Loi qui sous-tendent l'adoption de normes.

« 85.6. *Le coordonnateur de la fiabilité doit déposer à la Régie:*

1° les normes de fiabilité proposées par un organisme ayant conclu l'entente visée à l'article 85.4 ainsi que toute variante ou autre norme que le coordonnateur de la fiabilité estime nécessaire;

2° une évaluation de la pertinence et des impacts des normes déposées;

3° l'identification de toute entité visée à l'article 85.3.

85.7. La Régie peut demander au coordonnateur de la fiabilité de modifier une norme déposée ou d'en soumettre une nouvelle, aux conditions qu'elle indique. Elle adopte des normes de fiabilité et fixe la date de leur entrée en vigueur [...] ».

[43] Le Coordonnateur mentionne que lorsqu'il demande l'adoption d'une norme de fiabilité par la Régie, il doit notamment effectuer et déposer une évaluation de la pertinence et des impacts des normes visées. Le Coordonnateur soutient que la Loi n'empêche pas que cette évaluation comporte une part d'incertitude.

[44] Le Coordonnateur soutient également que les évaluations de la pertinence et de l'impact ne doivent pas être considérées isolément, mais plutôt en conjonction. En effet, le degré de pertinence d'une norme ne peut être isolé de l'impact de cette dernière sur les entités visées.

[45] Par exemple, une norme qui aurait comme objectif de pallier une vulnérabilité spécifique et importante du réseau de transport pourrait justifier un impact élevé chez les entités visées. Selon le Coordonnateur, la Loi prévoit à son article 85.6 que la Régie peut rechercher un équilibre entre la pertinence d'une norme pour la fiabilité et son impact pour les entités.

Norme de performance

[46] En argumentation, le Coordonnateur indique que la Norme serait une norme de performance en contraste avec les normes traditionnelles qui prescrivent plutôt des actions prédéterminées, soit des normes prescriptives³⁶.

[47] Le Coordonnateur mentionne :

« Plutôt que d'imposer des actions prédéterminées à prendre, l'évaluation de la fiabilité déterminera les actions appropriées à la suite d'une étude propre à l'entité et son contexte.

[...]

Une norme de performance permet donc aux entités de s'assurer de minimiser l'impact pour atteindre les requis de performance prévue par la norme. Au moment de son adoption, une incertitude relative à la pertinence et l'impact des actions qui seront requises pour atteindre la performance demandée par la norme peut exister »³⁷. [nous soulignons]

[48] Le Coordonnateur propose à la Régie au présent dossier un cadre d'analyse plus général pour l'adoption des normes de performance.

[49] Ainsi, lorsqu'une norme de performance demande aux entités visées d'évaluer leur propre performance pour ensuite déterminer des correctifs, le Coordonnateur considère que la Régie peut adopter ces normes de performance dans un premier temps et demander un rapport de suivi du Coordonnateur par la suite. Selon l'incertitude et le délai qui y est associé, le suivi proposé peut prendre diverses formes, comme proposé dans le tableau qui suit³⁸.

³⁶ Pièce [B-0032](#), p. 1 et 2.

³⁷ Pièce [B-0032](#), p. 2 et 3.

³⁸ Pièce [B-0032](#), p. 4.

TABLEAU 1

Niveau d'incertitude sur l'évaluation de la pertinence et de l'impact	Délai entre l'adoption de la norme et la résolution de l'incertitude*	Moyen proposé
Bas	Délai court ou long	Suivi administratif
Moyen	Délai court	Maintien du dossier en cours ou suivi administratif
	Délai long	Suivi administratif ou nouvelle demande
Élevé	Délai court	Maintien du dossier en cours ou nouvelle demande
	Délai long	Nouvelle demande

* Un délai court consisterait en un délai de moins d'un (1) an.

Source : Pièce [B-0032](#), p. 5.

Application du cadre d'analyse proposé à la Norme

[50] Le Coordonnateur considère justifiable techniquement de considérer que le résultat le plus probable de l'analyse est que le plan d'actions correctives sera pertinent pour la fiabilité et que son impact sera minime ou modeste. Par conséquent, le Coordonnateur soutient que la Régie peut adopter la Norme et la mettre en vigueur intégralement, dans l'intérêt de la fiabilité.

[51] Cependant, selon lui, il reste une faible possibilité que l'impact découlant du plan d'actions correctives soit élevé. Le Coordonnateur intègre cette possibilité d'impact élevé dans son évaluation de l'incertitude, qu'il qualifie de moyenne au sens du cadre d'examen d'une norme de performance proposé plus haut. En conséquence, le Coordonnateur est d'avis qu'il serait approprié d'effectuer un suivi de la pertinence et de l'impact d'une norme de la performance de la NERC qu'il dépose auprès de la Régie pour adoption au Québec.

[52] Dans le cas de la Norme, le Coordonnateur considère qu'il s'agit d'un délai long, soit cinq ans, avec un niveau d'incertitude, au plus, moyen. Il propose donc deux options de suivi à la Régie afin qu'elle puisse tenir compte des résultats du plan d'actions correctives sur les entités visées.

TABLEAU 2
OPTIONS DE SUIVIS POUR LA NORME TPL-007-3

Option et description	Mise en œuvre de l'option
<p>Option 1 : Suivi administratif</p> <p>Le Coordonnateur dépose un rapport sur le suivi de l'impact des plans d'actions correctives établis en vertu de l'exigence 7 de la norme en suivi administratif auprès de la Régie.</p>	<p>À la lumière du contenu du rapport de suivi, si la Régie estime que le dépôt d'une demande relative à la norme TPL-007-3 est requis, la Régie peut le demander au Coordonnateur par lettre. Celui-ci déposera alors une nouvelle demande selon l'une ou l'autre des possibilités indiquées à l'option 2. Il proposera le maintien de la norme ou des variantes spécifiques au Québec, selon le cas</p>
<p>Option 2 : Nouvelle demande</p> <p>La Régie ordonne au Coordonnateur de présenter un rapport sur le suivi de l'impact des plans d'actions correctives établis en vertu de l'exigence 7 de la norme dans un dossier ultérieur.</p>	<p>Le dossier ultérieur pourrait être un dossier spécifique à la norme TPL-007-3 (ou à une version subséquente) ou constituer en l'ajout d'un volet relatif à cette norme dans un autre dossier existant pertinent ou nouveau dossier pertinent, selon la situation la plus appropriée dans les circonstances.</p> <p>Selon le contenu du rapport de suivi qui sera déposé dans ce dossier ultérieur, le Coordonnateur proposera le maintien de la norme ou des variantes spécifiques au Québec, selon le cas</p>

Source : Pièce [B-0032](#), p. 9, tableau 2.

[53] Le Coordonnateur privilégie l'option 1, car elle n'implique pas nécessairement le dépôt d'une nouvelle demande, évitant ainsi la lourdeur administrative et les délais associés à la préparation d'un nouveau dossier. De plus, la Régie conserve en tout temps la possibilité de demander au Coordonnateur de déposer une demande spécifique à la Norme, si elle le juge requis dans les circonstances et ce, par le simple envoi d'une lettre après la transmission du rapport de suivi du Coordonnateur. Par contre, si la Régie estime qu'après étude du rapport de suivi, il n'est pas requis de continuer l'exercice, aucune nouvelle demande ne serait déposée, simplifiant ainsi la démarche pour ce cas de figure.

Le contenu du rapport de suivi

[54] La Norme prévoit à l'exigence E7.5 que chaque entité responsable communiquera son plan d'actions correctives au Coordonnateur de la fiabilité. À la suite de la réception de ces documents, le Coordonnateur procédera à une consultation des entités visées qui sont touchées par les plans d'actions correctives pour mettre à jour les impacts pour les entités.

[55] Par la suite, le Coordonnateur mettra à jour son évaluation de la pertinence et de l'impact afin de tenir compte des plans d'actions correctives et des résultats de cette consultation.

[56] Selon le mécanisme de suivi qui sera retenu par la Régie, le Coordonnateur déposera sa mise à jour de la pertinence et de l'impact, soit de façon administrative ou dans un dossier réglementaire.

[57] Le Coordonnateur indique les éléments qu'il entend aborder dans un rapport de suivi :

- l'évolution de la norme TPL-007;
- l'échéance;
- la nécessité d'une mise à jour de l'évaluation;
- la nécessité d'une nouvelle consultation des entités;
- la position du Coordonnateur par rapport à la norme en vigueur ainsi que la possibilité d'une demande d'adoption et autres demandes associées;
- une mise à jour de l'évaluation de la pertinence et de l'impact de la Norme, ou d'une version subséquente de cette norme, qui tient compte d'une nouvelle consultation des entités visées effectuée à la suite de la communication du plan d'actions correctives aux entités visées³⁹.

[58] Le Coordonnateur soutient que l'encadrement de l'adoption d'une norme de performance et la démarche spécifique proposé pour l'adoption de la Norme permettra de traiter la préoccupation de la Régie dans le bon forum, au moment jugé opportun et avec les bonnes informations.

³⁹ Pièce [B-0032](#), p. 11.

[59] Le Coordonnateur soutient également que cet encadrement proposé permettra de traiter des préoccupations de la Régie liées à l'impact du plan d'actions correctives sur les entités visées autres qu'HQT. En effet, le dépôt d'une mise à jour de l'évaluation de la pertinence et de l'impact de la Norme tiendra compte des résultats d'une consultation des entités touchées par le plan d'actions correctives après qu'elles auront pris connaissance de ce plan.

3.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[60] La Régie note d'entrée de jeu que la preuve déposée en cours de dossier a été substantielle et importante en regard de la décision à rendre dans le cadre du présent dossier. La Régie réfère notamment, mais pas exclusivement, aux précisions apportées dans le cadre de l'argumentation quant à la distinction et au traitement des impacts pour les normes de performances et les normes traditionnelles. La Régie est satisfaite des précisions ajoutées tant par HQT que par le Coordonnateur.

[61] En vertu de l'article 85.6 alinéa 2 de la Loi, le Coordonnateur doit déposer une évaluation de la pertinence et des impacts des normes déposées.

[62] En vertu de l'alinéa 3 du même article de Loi, le Coordonnateur doit également déposer l'identification de toute entité visée à l'article 85.3.

[63] La Régie comprend que la Norme est une norme de performance pour laquelle il n'a pas été possible, lors du dépôt initial du dossier, de déposer l'ensemble des impacts, conformément à la Loi. En effet, en raison de l'exigence E7 de la Norme, les plans d'actions correctives et leurs impacts ne seront connus que 60 mois après l'adoption de la Norme.

[64] La Régie rappelle que dans sa décision D-2011-068 elle demandait au Coordonnateur :

« [110] *La Régie reconnaît la pertinence des normes de fiabilité déposées et le fait qu'elles auront un impact sur les entités visées par ces normes. Toutefois, elle demande au Coordonnateur de présenter, lors du dépôt des dossiers subséquents, une évaluation plus complète de l'impact monétaire des normes de fiabilité déposées, en ayant consulté au préalable les entités visées par ces normes. Le Coordonnateur devra justifier, le cas échéant, son incapacité d'évaluer l'impact*

monétaire d'une norme de fiabilité au moment du dépôt pour adoption par la Régie »⁴⁰.

[65] Après appréciation de l'ensemble de la preuve au dossier, la Régie retient les éléments qui suivent.

[66] Lors de la panne de 1989, aucun transformateur n'a subi de dommage dû à l'échauffement et, depuis cette panne, des moyens de mitigation considérables ont été apportés au réseau d'Hydro-Québec afin de se prémunir contre les orages géomagnétiques. De plus, aucun événement comparable n'est survenu depuis les 30 dernières années.

[67] Quant aux résultats des études prescrites par la Norme, la Régie note également que les critères de performance permettant d'évaluer ces résultats, soit l'exigence E3 de la Norme, ne seront connus que 60 mois après l'adoption de la Norme⁴¹. D'ailleurs il a déjà été précisé par le Coordonnateur que HQT ne dispose pas actuellement de tous les modèles nécessaires pour réaliser les études⁴².

[68] Pour pallier le manque d'information quant à l'impact de l'exigence E7, la Régie juge pertinentes les options de suivi proposées par le Coordonnateur pour le présent dossier, ce qui lui permettra éventuellement de compléter son appréciation de la Norme quant à son impact.

[69] La Régie retient l'option 2 proposée par le Coordonnateur qui consiste à déposer une nouvelle demande dans un dossier distinct. En effet, l'examen de l'impact dans un tel forum lui permettra de poursuivre son examen réglementaire en conformité avec les prescriptions de la Loi.

[70] Considérant ce qui précède, la Régie ordonne au Coordonnateur de déposer une nouvelle demande afin de traiter des impacts de la norme TPL-007-3, plans d'actions correctives selon l'exigence E7, lorsque ces impacts auront été analysés et ajustés en fonction des autres études et critères définis par les différentes exigences de la Norme.

⁴⁰ Dossier R-3699-2009, décision [D-2011-068](#), p. 28, par. 110.

⁴¹ Pièce [B-0017](#), p. 18, R8.1.

⁴² Pièces [B-0017](#), p. 7, R3.1 et [B-0022](#), p. 4, R1.1.

[71] **La Régie exige que la nouvelle demande comprenne au moins les éléments suivants. La Régie comprend qu'il s'agit d'une norme de performance et qu'il est donc possible que des éléments additionnels, imprévisibles à ce moment, soient requis à la suite des études à réaliser dans les années à venir :**

- **la description sommaire des modèles et des études réalisées;**
- **la liste des entités et des installations visées;**
- **les seuils de courant atteint pour les transformateurs visés par les évaluations de vulnérabilité à la PGM de référence et supplémentaire;**
- **les résultats d'une consultation publique;**
- **les résultats des plans d'actions correctives;**
- **toutes autres données jugées pertinentes par le Coordonnateur.**

3.3 DISPOSITION PARTICULIÈRE RELATIVE AU CHAMP D'APPLICATION

[72] Les entités fonctionnelles visées par la Norme sont le PC, le TP, les TO et les GO⁴³.

[73] La Norme s'applique aux installations du réseau de transport principal (RTP) comprenant un ou des transformateurs 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 kV⁴⁴. Toutefois, le nombre précis d'installations visées qui devront apporter des correctifs selon l'exigence E7 sera déterminé par l'application des études exigées par la Norme et réalisées par HQT.

[74] Le Coordonnateur indique que les exigences E5, E6, E9 et E10 font référence aux GO et aux TO qui possèdent des transformateurs de puissance visés faisant partie du RTP⁴⁵.

[75] À cet effet, il propose l'ajout d'une disposition particulière à l'Annexe Québec, à la section « B. Exigences et mesures »⁴⁶.

⁴³ Pièce [B-0029](#), p. 1.

⁴⁴ Pièce [B-0029](#), p. 1.

⁴⁵ Pièce [B-0005](#), p. 1.

⁴⁶ Pièce [B-0011](#), p. QC-2 de 3.

[76] À la suite de la DDR n° 1 de la Régie⁴⁷, le Coordonnateur procède à la modification de la disposition particulière précédente pour inclure les mesures⁴⁸ :

« B. Exigences et mesures

Dans les exigences E5, E6, E9 et E10, ainsi que dans les mesures M5, M6, M9 et M10 remplacer « BES » par « RTP » »⁴⁹. [nous soulignons le texte ajouté par le Coordonnateur]

[77] En ce qui a trait à la référence au champ d'application « BES »⁵⁰ dans le tableau intitulé « Tableau 1 – PGM à des fins de planification pour les analyses en régime permanent » (le Tableau 1) de la Norme, le Coordonnateur explique que l'objectif de l'exigence E3 est de s'assurer que les critères de performance du réseau sont respectés. Dans ce contexte, le terme « BES » utilisé dans la note 3 du Tableau 1 n'est pas pertinent car l'exigence vise le réseau⁵¹. Toutefois, par souci de simplification et d'uniformité, le Coordonnateur ajoute la disposition particulière suivante :

« Tableau 1 – PGM à des fins de planification pour les analyses en régime permanent

Remplacer « BES » par « RTP » »⁵². [nous soulignons le texte ajouté par le Coordonnateur]

[78] Le Coordonnateur ajoute également la disposition particulière suivante, considérant la présence de références au champ d'application « BES »⁵³ :

« Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Pour les VSL des exigences E5, E6, E9 et E10 remplacer « BES » par « RTP » »⁵⁴. [nous soulignons le texte ajouté par le Coordonnateur]

[79] Quant à la référence au champ application « BES » dans le cadre de la section « TPL-007-3 – Compléments, Justifications des exigences », pour la justification de

⁴⁷ Pièce [B-0017](#), p. 16, R7.1.

⁴⁸ Pièce [B-0018](#), p. QC-2 de 4.

⁴⁹ Pièce [B-0018](#), p. QC-2 de 4.

⁵⁰ Le Glossaire, version modifiée du [28 octobre 2020](#), p. 10. Le terme « BES » désigne le système de production transport d'électricité.

⁵¹ Pièce [B-0017](#), p. 16, R7.2.

⁵² Pièce [B-0018](#), p. QC-2 de 4.

⁵³ Pièce [B-0017](#), p. 16, R7.3.

⁵⁴ Pièce [B-0018](#), p. QC-2 de 4.

l'exigence E6, le Coordonnateur ne considère pas opportun d'ajouter une disposition particulière puisque cette section n'est pas spécifique à l'Interconnexion du Québec, n'est pas normative et que la NERC a retiré cette section de la version 4 de la Norme⁵⁵.

Opinion de la Régie

[80] La Régie souligne la nouvelle approche détaillée du Coordonnateur qui a été utilisée dans le cadre du présent dossier pour la disposition particulière relative au champ d'application. Elle est d'avis que cette nouvelle approche permet une meilleure compréhension du fonctionnement de la Norme par rapport à la proposition initiale du Coordonnateur.

[81] Par ailleurs, la Régie rappelle que le texte de la Norme et de son Annexe Québec a fait l'objet d'une consultation préalable auprès des entités. Or, la Régie s'étonne qu'aucun commentaire n'a été émis par aucune entité visée au Québec à l'égard de la disposition particulière initiale relative au champ d'application⁵⁶.

[82] Dans ce contexte, la Régie invite autant le Coordonnateur, lors de la préparation de sa preuve, que les différentes entités visées, lors de la consultation préalable, de porter une attention spéciale au texte des différentes dispositions particulières, spécifiquement celles relatives au champ d'application.

[83] La Régie est d'avis que les différentes dispositions particulières relatives au champ d'application codifiées à l'Annexe Québec sont pertinentes. La Régie est satisfaite à cet égard des précisions fournies par le Coordonnateur à l'égard des particularités pour le Québec relatives au champ d'application.

⁵⁵ Pièce [B-0017](#), p. 17, R7.4.

⁵⁶ Pièce [B-0006](#).

4. PROCESSUS D'OBTENTION DES DONNÉES DE MESURE DE PGM

[84] Les exigences E11 et E12 de la Norme traitent du processus d'obtention des données de surveillance des CGI et du processus d'obtention des données de champ géomagnétique.

[85] La Régie constate que la Norme ne précise pas les modalités de diffusion de ces données aux entités TO et GO visées par la Norme.

[86] En réponse à la DDR n° 1, le Coordonnateur précise que la diffusion de l'information sur la prévision et la météo spatiale courante aux entités fonctionnelles relève de la norme EOP-010⁵⁷.

[87] Dans sa DDR n° 2, la Régie informe le Coordonnateur que l'exigence E2 de la norme EOP-010-1 prévoit la diffusion des informations nécessaires, mais que cette exigence, bien qu'adoptée, n'est pas en vigueur. Le Coordonnateur indique :

« Considérant ce qui précède, le Coordonnateur estime qu'il serait opportun de procéder à la mise en vigueur de l'exigence 2 de la norme EOP-010-1, même si une exigence de la norme IRO-005-3.1a est toujours en vigueur, afin d'encadrer adéquatement la communication d'avis géomagnétiques au Québec. Le Coordonnateur souligne qu'il n'y a pas d'enjeux à ce que l'exigence 11 de la norme IRO-005-3.1a soit en vigueur simultanément à l'exigence 2 de la norme EOP-010-1.

Considérant que l'enjeu précédent est soulevé dans le présent dossier et dans un objectif d'efficience, le Coordonnateur considère qu'il est opportun de demander à la présente formation de statuer sur la date de mise en vigueur de l'exigence 2 de la norme EOP-010-1. Ainsi, en suivi de la décision D-2016-150 et aux fins du présent dossier, le Coordonnateur amendera dans les meilleurs délais sa requête, afin d'y inclure une conclusion relative à la mise en vigueur de l'exigence 2 de la norme EOP-010-1 »⁵⁸. [note de bas de page omise] [nous soulignons]

[88] L'exigence E2 de la norme EOP-010-1 est la suivante :

⁵⁷ Pièce [B-0017](#), p. 14, R6.2.1.

⁵⁸ Pièce [B-0022](#), p. 13 et 14, R3.2.1.

« 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 »⁵⁹.

[89] Parmi les actions préconisées par les plans d'actions correctives se trouve l'adoption de procédures d'exploitation, avec indication de la période pendant laquelle elles seront nécessaires⁶⁰.

[90] À cet égard, la Régie retient que si un transformateur était identifié comme ayant un impact important en vertu de la Norme, il serait possible pour une entité de faire des manœuvres sur le réseau avant l'orage géomagnétique. La Régie conclut qu'il est nécessaire que les différentes entités obtiennent l'information sur la prévision et la météo spatiale courante⁶¹.

[91] Par sa demande amendée⁶², le Coordonnateur demande la mise en vigueur de l'exigence E2 de la norme EOP-010-1.

[92] La Régie est satisfaite des renseignements fournis par le Coordonnateur en ce qui a trait au processus d'obtention des données de mesure de PGM et fixe la date d'entrée en vigueur de l'exigence E2 de la norme de fiabilité de la NERC EOP-010-1 au 1^{er} avril 2021.

⁵⁹ Norme [EOP-010-1](#), p. 2.

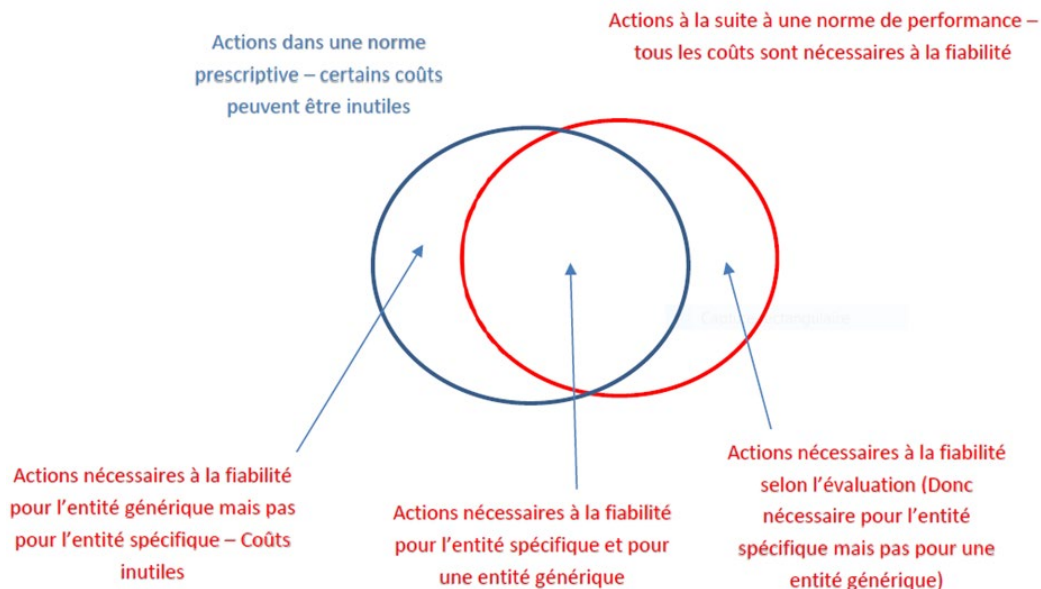
⁶⁰ Pièce [B-0029](#), p. 5.

⁶¹ Pièce [A-0014](#), p. 28, M. Louis Gibson.

⁶² Pièce [B-0024](#), p. 4.

5. PROCESSUS DE CONSULTATION

[93] La Régie reproduit ci-dessous l'illustration du Coordonnateur qui présente, en argumentation, la distinction entre l'application d'une norme de performance et d'une norme prescriptive.



Source : Pièce [B-0032](#), p. 3.

[94] Dans le cadre du dossier actuel, la consultation publique a eu lieu en mars 2020⁶³ et parmi les entités TO et GO, seules Hydro-Québec Production, HQT et Rio Tinto Alcan ont soumis de brefs commentaires⁶⁴.

[95] Le Coordonnateur a présenté une évaluation finale des impacts de la Norme qui sont reproduits au tableau suivant.

⁶³ Avis de consultation Projet [QC-2020-01](#).

⁶⁴ Pièce [B-0006](#), p. 1.

TABLEAU 3
ÉVALUATION DES IMPACTS DE LA NORME

Entité	Coûts de mise en œuvre	Coûts récurrents annuels	Justification (coûts de mise en œuvre et coûts récurrents)	Autres impacts
RTA	200 000 \$	5 000 \$	Études d'impact technique de référence et supplémentaires pour les transformateurs de 2 poste (240 kV et 345 kV)	Ceci n'inclus pas les correctifs qui pourraient être requis suivant l'analyse.
HQT	157 500 \$	140 000 \$	Coût de mise en œuvre : 7 500\$ coût de mise en œuvre + 5 000\$ par transformateur (E6 et E10), estimation de 30 transformateurs Coût récurrents : 1 ingénieur 900 heures par an (moyenne sur 5 ans pour les exigences associées aux fonctions de PC, TP et TO) + 4 500\$/an pour le suivi de conformité	Les modifications au réseau, si requis par le plan d'action correctives E7, ne sont pas inclus dans l'évaluation des impacts
Total	357 500 \$	145 000 \$		

Source : Pièce [B-0005](#), p. 9.

[96] Les coûts de mise en œuvre de la Norme sont estimés à 357 500 \$ dans l'évaluation des impacts. Une note du Coordonnateur spécifie cependant que les impacts associés aux plans d'actions correctives de l'exigence E7 ne sont pas inclus dans cette évaluation.

[97] La Régie rappelle qu'elle a approuvé le processus de consultation préalable au dépôt des normes de fiabilité pour adoption par la Régie (le Processus de consultation) par sa décision D-2011-139 et qu'elle a demandé au Coordonnateur de l'appliquer pour toutes les normes de fiabilité à soumettre à la Régie⁶⁵. Le Processus de consultation est décrit à l'annexe jointe à la présente décision.

[98] La Norme est une « norme de performance »⁶⁶ qui vise un résultat de fiabilité et diffère des normes « traditionnelles » qui prescrivent plutôt des actions prédéterminées (normes prescriptives).

[99] La Régie prend acte, tel que mentionné par le Coordonnateur, que les normes de performances risquent d'être de plus en plus fréquentes.

⁶⁵ Dossier R-3699-2009, décision [D-2011-139](#), p. 16.

⁶⁶ « Performance standard ».

[100] La Régie note que le Coordonnateur a fourni des impacts monétaires seulement pour les études associées à certaines exigences de la Norme et n'a pas pu identifier les impacts de l'exigence E7 de la Norme, possiblement beaucoup plus sévères. Elle rappelle que ces derniers seront connus 60 mois après l'adoption de la Norme.

[101] Pour sa part, HQT s'est montrée apte à identifier et à discuter des impacts de l'exigence E7 de la Norme. De plus, HQT mentionne que certaines de ces études sont déjà en cours :

« Donc, il faut un peu, c'est une combinaison de ces facteurs-là pour qu'un transformateur soit à risque. Il ne faut pas penser que c'est tous les transformateurs sur le réseau, là, qui peuvent avoir des problèmes.

Les études préliminaires qu'on a faites avec l'orage de référence montrent des ordres de grandeur d'à peu près vingt (20) transformateurs ayant des courants d'orages plus grands que le seuil de soixante-quinze ampères (75 A) et juste un seuil pour l'investigation »⁶⁷. [nous soulignons]

[102] Dans ce contexte, la Régie considère qu'il est opportun de bonifier l'encadrement du Processus de consultation afin de tenir compte de façon adéquate des particularités des normes de performance qui diffèrent des normes traditionnelles pour lesquelles ce Processus de consultation a été initialement établi.

[103] Elle considère que certains ajustements au Processus de consultation pourraient être mis en place afin d'identifier adéquatement les exigences dont les impacts seront connus ultérieurement aux termes d'études. De ces études découlera l'identification précise des installations visées et des entités qui les possèdent et qui seront dans l'obligation de procéder à l'élaboration de plans d'actions correctives.

[104] De plus, par souci d'efficacité réglementaire, différentes options de suivi pour les normes de performance pourraient également faire l'objet de consultation préalable.

[105] À titre d'exemple, le Coordonnateur pourrait évaluer grossièrement les impacts liés à des exigences semblables à l'exigence E7 de la Norme, indiquer les hypothèses retenues pour compenser le fait que les éventuelles études spécifiées par la norme n'ont pas encore été réalisées et inclure ces informations lors du dépôt du dossier.

⁶⁷ Pièce [A-0014](#), p. 25, M. Louis Gibson.

[106] **Considérant ce qui précède, la Régie ouvre une phase 2 au présent dossier. Elle demande au Coordonnateur de lui soumettre, au plus tard le 1^{er} juin 2021, dans le cadre de cette phase 2, une proposition de mise à jour du Processus de consultation qui tiendrait compte de façon adéquate des particularités des normes de performance lorsque les impacts seront connus ultérieurement.**

[107] La Régie précisera ultérieurement la procédure d'examen qu'elle entend suivre à cette fin, dans le cadre de cette phase 2.

6. MODIFICATIONS AU GLOSSAIRE

[108] Le Coordonnateur demande à la Régie d'adopter les modifications suivantes au Glossaire :

- ajout du terme « évaluation de vulnérabilité aux perturbations géomagnétiques; évaluation de vulnérabilité aux PGM » à la date d'entrée en vigueur de la Norme;
- ajout immédiat du terme « puissance réactive »;
- ajout immédiat du terme « puissance active »⁶⁸.

[109] À la suite de la transmission d'annotations du personnel de la Régie identifiant certaines non concordances⁶⁹, le Coordonnateur révisé les modifications au Glossaire⁷⁰.

[110] En réponse à la DDR n° 1, le Coordonnateur fournit les références vers les projets de la NERC⁷¹ ayant traité de chacun des trois termes dont il demande l'adoption⁷².

⁶⁸ Pièces [B-0002](#), p. 4 et [B-0012](#), p. 1 et 2.

⁶⁹ Pièce [A-0005](#).

⁷⁰ Pièce [B-0019](#).

⁷¹ Projets de la NERC « [2013-03 Geomagnetic Disturbance Mitigation](#) » et « [2015-04 Alignment of Glossary of Terms \(NERC Reliability Standards and the Rules of procedure \)](#) ».

⁷² Pièce [B-0017](#), p. 20, R9.1.

[111] Le Coordonnateur précise que l'entrée en vigueur immédiate des termes « puissance réactive » et « puissance active » est requise puisque ces termes sont utilisés dans les normes suivantes adoptées et mises en vigueur par la Régie⁷³.

TABLEAU 4
NORMES ADOPTÉES ET MISES EN VIGUEUR PAR LA RÉGIE

Terme	Nature de la modification	Normes associées
Puissance réactive	Ajout	EOP-005-3 EOP-010-1 PRC-002-2
Puissance active	Ajout	BAL-001-2 EOP-005-3 PRC-002-2

Source : Pièce [B-0017](#), p. 21, R9.2.

[112] Par ailleurs, le Coordonnateur indique que le terme « puissance active » n'est pas utilisé dans la Norme.

Opinion de la Régie

[113] Après avoir pris connaissance des modifications au Glossaire révisées⁷⁴ pour tenir compte de ses commentaires, la Régie est d'avis que cette nouvelle proposition est davantage cohérente avec les façons de faire actuelles. Elle est également d'avis que le niveau de concordance des textes français et anglais des modifications demandées est satisfaisant, aux fins de leur adoption.

[114] En ce qui a trait à la pertinence des modifications proposées, la Régie note qu'aucune information quant aux projets de la NERC ayant traité de chacun des trois termes n'a été fournie dans la preuve initiale du Coordonnateur.

[115] Par souci d'efficacité du processus réglementaire, la Régie demande au Coordonnateur de fournir, lors des prochains dossiers, la référence aux projets de la NERC qui ont traité des différentes modifications au Glossaire dont le Coordonnateur demande l'adoption.

⁷³ Pièce [B-0017](#), p. 20 et 21, R9.2.

⁷⁴ Pièce [B-0019](#).

[116] Selon l'information fournie par le Coordonnateur en réponse à la DDR n° 1 de la Régie, cette dernière note qu'aucune modification au Glossaire n'est requise en vertu du projet de la NERC ayant traité de la Norme et que l'ajout du terme PGM au Glossaire est issu du projet 2013-03 de la NERC ayant traité de la version précédente de la Norme, soit la norme TPL-007-2.

[117] Quant aux termes « puissance réactive » et « puissance active », la Régie note qu'ils sont plutôt issus du projet 2015-04 de la NERC.

[118] La Régie rappelle qu'elle s'est prononcée à l'égard de ce projet d'harmonisation des termes dans la décision D-2020-067 rendue dans le dossier R-4104-2019⁷⁵.

[119] Cependant, considérant que la date de publication de la décision D-2020-067 est postérieure à la date du dépôt de la preuve au présent dossier, la Régie considère qu'il est pertinent d'analyser les modifications au Glossaire issues du projet 2015-04 de la NERC.

[120] À l'instar du Coordonnateur, la Régie est d'avis que l'ajout immédiat du nouveau terme « puissance réactive » est pertinent puisqu'il est utilisé dans les normes EOP-010-1, en vigueur au Québec depuis le 1^{er} janvier 2017, PRC-002-2 en vigueur au Québec depuis le 1^{er} janvier 2018, et dans la norme EOP-005-3 qui est en vigueur au 1^{er} janvier 2021 en plus de la Norme.

[121] Quant au terme « puissance active » qui n'est pas utilisé dans la Norme, mais dans d'autres normes actuellement en vigueur au Québec, elle est d'avis qu'il n'est pas souhaitable de retarder indûment son adoption.

[122] La Régie conclut que les modifications au Glossaire proposées permettent d'assurer une interprétation cohérente de la Norme et sont aussi pertinentes qu'elles le sont ailleurs en Amérique du Nord.

[123] Par conséquent, la Régie accueille la demande de modifications proposées au Glossaire, dans ses versions française et anglaise, et ordonne au Coordonnateur de déposer, au plus tard le 1^{er} avril 2021, une version révisée du Glossaire, dans ses versions française et anglaise, en y ajoutant, à la section « Historique des versions », la référence à la présente décision, de même que la date et les modifications adoptées.

⁷⁵ Dossier R-4104-2019, décision [D-2020-067](#), p. 17 à 19.

7. ADOPTION DE LA NORME

[124] La Régie est d'avis que la Norme est pertinente pour le Québec.

[125] La Régie note aussi qu'aucune des entités visées ne s'objecte à l'adoption de la Norme au Québec.

[126] Toutefois, l'incertitude entourant les impacts de la Norme nécessite une investigation supplémentaire lorsque les plans d'actions correctives de l'exigence E7 seront disponibles.

[127] **Par conséquent, la Régie :**

- **adopte la norme de fiabilité de la NERC TPL-007-3 ainsi que son Annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise;**
- **fixe au 1^{er} avril 2021 la date d'entrée en vigueur de la Norme ainsi que de son Annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise.**

[128] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la demande amendée du Coordonnateur;

ADOpte la norme de fiabilité de la NERC TPL-007-3 ainsi que son Annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise;

FIXE au 1^{er} avril 2021 la date d'entrée en vigueur de la norme TPL-007-3 ainsi que de son Annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise;

FIXE au 1^{er} mars 2021 la date de dépôt de la norme TPL-007-3 et de son Annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise, adoptées et mises en vigueur dans la présente décision, modifiées afin d'y indiquer leurs dates d'adoption et d'entrée en vigueur, selon les ordonnances contenues à la présente décision;

ORDONNE qu'une nouvelle demande soit déposée à la Régie afin de traiter des impacts de la norme TPL-007-3 (plans d'actions correctives selon l'exigence E7), lorsque ces impacts auront été analysés et ajustés en fonction des autres études et critères définis par les différentes exigences de la Norme;

EXIGE que la nouvelle demande comprenne au moins les éléments suivants. La Régie comprend qu'il s'agit d'une norme de performance et qu'il est donc possible que des éléments additionnels, imprévisibles à ce moment, soient requis à la suite des études à réaliser dans les années à venir :

- la description sommaire des modèles et des études réalisées,
- la liste des entités et des installations visées,
- les seuils de courant atteint pour les transformateurs visés par les évaluations de vulnérabilité à la PGM de référence et supplémentaire,
- les résultats d'une consultation publique,
- les résultats des plans d'actions correctives,
- toutes autres données jugées pertinentes par le Coordonnateur;

ACCUEILLE la demande de modifications proposées au Glossaire, dans ses versions française et anglaise, et ordonne au Coordonnateur de déposer, au plus tard le 1^{er} avril 2021, une version révisée du Glossaire, dans ses versions française et anglaise, en y ajoutant, à la section « Historique des versions », la référence à la présente décision, de même que la date et les modifications adoptées;

FIXE la date d'entrée en vigueur de l'exigence E2 de la norme de fiabilité de la NERC EOP-010-1 au 1^{er} avril 2021;

FIXE au 1^{er} mars 2021 la date de dépôt de l'Annexe Québec de la norme EOP-010-1, dans ses versions française et anglaise, modifiée afin d'y indiquer la date d'entrée en vigueur de l'exigence E2 et d'inclure à sa section « Historique des révisions » la référence à la présente décision;

DEMANDE au Coordonnateur de soumettre une proposition de mise à jour du Processus de consultation, au plus tard le 1^{er} juin 2021, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier;

ORDONNE au Coordonnateur de se conformer à tous les éléments décisionnels contenus dans la présente décision.

Sylvie Durand

Régisseur

ANNEXE 1

Annexe 1 (2 pages)

S. D. _____

**Processus de consultation préalable au dépôt des normes de fiabilité
pour adoption par la Régie**

- 1) Le coordonnateur de la fiabilité coordonne le processus de consultation;
- 2) Le coordonnateur de la fiabilité reçoit les propositions portant sur une norme de fiabilité spécifique au Québec ou propose une norme NERC ou NPCC approuvée par la FERC;
- 3) Le coordonnateur de la fiabilité publie sur son site internet les documents proposés suivants :
 - les normes de fiabilité proposées;
 - un sommaire décrivant les nouvelles normes et les modifications proposées aux normes adoptées par la Régie;
 - une évaluation préliminaire de la pertinence et des impacts des normes proposées;
 - lorsqu'applicable, l'annexe afférente à chaque norme proposée contenant les aspects normatifs à caractères technique et administratif propres à l'Interconnexion du Québec;
 - le registre des entités; et
 - le glossaire des termes et acronymes relatifs aux normes de fiabilité.
- 4) Le coordonnateur de la fiabilité propose une rencontre d'échanges d'informations préliminaire avec les entités visées pour présenter l'évaluation préliminaire de la pertinence et des impacts des normes proposées de même que les documents proposés;
- 5) Le coordonnateur de la fiabilité diffuse un avis de consultation sur son site internet et le transmet à la Régie de l'énergie, à la NERC, au NPCC et à toutes les entités inscrites au registre des entités visées par les normes de fiabilité ainsi qu'à toute nouvelle entité à inscrire au registre. L'avis de consultation comporte les éléments suivants :
 - La durée de consultation; et
 - La demande de commentaires écrits portant sur :
 - i. les normes de fiabilité proposées,
 - ii. les modifications proposées aux documents complémentaires (annexes normatives de chaque norme, registre des entités visées par les normes et glossaire des termes et acronymes),
 - iii. l'évaluation préliminaire de la pertinence et des impacts des normes proposées, et
 - iv. les activités et les coûts liés à l'implantation des changements proposés.
- 6) Suite à la réception des commentaires par les entités visées, le coordonnateur de la fiabilité :
 - les publie sur son site internet;
 - les intègre, si pertinents;
 - le cas échéant, transmet aux entités visées les motifs pour lesquels le coordonnateur de la fiabilité ne retient pas leurs commentaires et publie ces motifs sur son site internet;
 - organise, au besoin, une réunion de travail à laquelle le personnel de la Régie est invité;
 - produit un sommaire des commentaires reçus avec les raisons données et la conclusion du coordonnateur de la fiabilité qu'il déposera au soutien de la demande visant l'adoption des normes proposées;
 - intègre les commentaires et les intrants retenus à l'évaluation de la pertinence et des impacts des normes qu'il déposera au soutien de la demande visant l'adoption des normes proposées.

7) Le coordonnateur de la fiabilité dépose une demande à la Régie visant l'adoption des normes de fiabilité proposées et de leurs annexes normatives, lorsqu'applicables, ainsi que l'approbation du registre et du glossaire, s'il y a lieu.