

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2020-066

R-3996-2016

3 juin 2020

Phase 3

PRÉSENT :

Marc Turgeon
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

**Décision partielle sur le fond – Suivis des décisions
D-2019-101 et D-2019-147**

*Demande de modification de la désignation du
Coordonnateur de la fiabilité au Québec*

Demanderesse :

Hydro-Québec

représentée par M^e Jean-Olivier Tremblay.

Intervenants :

**Énergie La Lièvre s.e.c. et Brookfield Renewable Trading and Marketing LP
(anciennement Énergie Brookfield Marketing s.e.c.) (ÉLL-BRTM)**

représenté par M^e Paule Hamelin et M^e Nicolas Dubé;

Rio Tinto Alcan inc. (RTA)

représentée par M^e Catherine Dagenais et M^e Pierre D. Grenier.

1. INTRODUCTION

[1] Le 21 décembre 2016, Hydro-Québec (la Demanderesse) soumet à la Régie de l'énergie (la Régie) les demandes suivantes¹ :

- i. Désigner la direction principale – Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité à titre de Coordonnateur de la fiabilité au Québec (le Coordonnateur), conformément à l'article 85.5 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*² (la Loi);
- ii. Approuver le processus de consultation relatif aux normes de fiabilité, dans le cadre d'un dossier continu³.

[2] Le 23 août 2019, la Régie rend sa décision partielle D-2019-101⁴ (la Décision) par laquelle elle rejette la demande de réouverture d'enquête de RTA, maintient la désignation provisoire du Coordonnateur, crée une phase 3 au présent dossier, accueille partiellement la création d'un dossier continu, abolit le processus de consultation préalable et caractérise le modèle de fiabilité au Québec.

[3] Le 13 septembre 2019, le Coordonnateur dépose une mise à jour du document « Mécanisme de dépôt des normes de fiabilité »⁵ (le Mécanisme de dépôt), conformément à la Décision⁶.

[4] Le 23 septembre 2019, le Coordonnateur dépose une demande de révision de certaines conclusions de la Décision (la Demande de révision du Coordonnateur) dans le cadre du dossier R-4103-2019⁷.

[5] Le 3 octobre 2019, RTA dépose une demande de révision de certaines conclusions de la Décision (la Demande de révision de RTA) dans le cadre du dossier R-4107-2019⁸.

¹ Pièce [B-0002](#), p. 2 et 3.

² [RLRQ, c. R-6.01](#).

³ Pièce [B-0004](#), p. 9.

⁴ Décision [D-2019-101](#), p. 9.

⁵ Pièce [B-0126](#).

⁶ Décision [D-2019-101](#), p. 86, par. 279.

⁷ Dossier R-4103-2019, pièce [B-0002](#).

⁸ Dossier R-4107-2019, pièce [B-0002](#).

[6] Le 18 octobre 2019, le Coordonnateur fait part à la Régie de ses intentions quant aux suites à donner à la Décision en lien avec la Demande de révision du Coordonnateur et la Demande de révision de RTA, objets des dossiers R-4103-2019 et R-4107-2019⁹.

[7] Le 13 novembre 2019, la Régie rend sa décision procédurale D-2019-147¹⁰ par laquelle elle se prononce sur la procédure qu'elle entend suivre pour l'examen de la phase 3 du présent dossier qu'elle a créée en suivi de la Décision. Entre autres, elle détermine le traitement prioritaire sur dossier du Mécanisme de dépôt et suspend l'examen de la proposition de dossier continu jusqu'à ce que la formation aux dossiers R-4103-2019 et R-4107-2019 ait rendu sa décision finale à l'égard du groupe de travail permanent.

[8] Le 11 décembre 2019, la Régie demande au Coordonnateur de clarifier sa demande relative à la mise à jour du Mécanisme de dépôt¹¹. Le Coordonnateur répond à cette demande le 28 janvier 2020¹².

[9] Le 19 mars 2020, la Régie rend sa décision D-2020-031¹³ sur la conformité d'application de la décision D-2019-101 relative au Mécanisme de dépôt.

[10] Le 20 mars 2020, le Coordonnateur dépose les suivis demandés¹⁴, conformément à la décision D-2019-147 et en suivi de la Décision.

[11] Le 15 avril 2020, la Régie demande au Coordonnateur de transmettre les textes du *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité* (le Glossaire) revus en fonction des annotations du personnel de la Régie¹⁵. Le 21 avril 2020, la Régie transmet au Coordonnateur une demande de renseignements (DDR)¹⁶, lequel y répond le 1^{er} mai 2020¹⁷.

⁹ Pièce [B-0128](#).

¹⁰ Décision [D-2019-147](#).

¹¹ Pièce [A-0043](#).

¹² Pièce [B-0130](#).

¹³ Décision [D-2020-031](#).

¹⁴ Pièces [B-0133](#) et [B-0134](#).

¹⁵ Pièce [A-0045](#).

¹⁶ Pièce [A-0047](#).

¹⁷ Pièces [B-0135](#), [B-0137](#) et [B-0138](#).

[12] La présente décision porte sur les propositions du Coordonnateur donnant suite aux suivis demandés aux paragraphes 366 et 396 de la Décision.

2. SUIVIS DES DÉCISIONS D-2019-101 ET D-2019-147

2.1 **RAPPORT DES DEMANDES DU COORDONNATEUR AU *RELIABILITY COORDINATING COMMITTEE* DU *NORTHEAST POWER COORDINATING COUNCIL INC.***

[13] Par la Décision, la Régie émet l'ordonnance suivante :

« [366] La Régie ordonne au Coordonnateur de lui faire rapport une fois l'an de la teneur de ses demandes et de ses présentations au RCC du NPCC, en lien avec des éléments normatifs à caractère technique pour application spécifique au Québec ainsi que des réponses du NPCC à leur égard, dans le cadre de la demande d'approbation du Registre »¹⁸.

[14] Quant aux éléments normatifs à caractère technique pour application spécifique au Québec, le Coordonnateur réfère aux documents contenant l'information relative aux normes et déposés dans les différents dossiers réglementaires de normes de fiabilité.

[15] Ainsi, en suivi de la Décision, le Coordonnateur soumet qu'il inclura, dans son rapport annuel, une nouvelle section contenant les dates des rencontres du *Reliability Coordinating Committee* (le RCC) et la documentation du comité RCC¹⁹ du *Northeast Power Coordinating Council Inc.* (le NPCC) diffusée à ses membres ainsi qu'à la Régie, telle que les ordres du jour des rencontres et leur compte rendu²⁰.

[16] La Régie est satisfaite de la proposition du Coordonnateur donnant suite à l'ordonnance du paragraphe 366 de la Décision. Elle est d'avis que l'inclusion de ces informations au rapport annuel du Coordonnateur sera utile à ses activités régulières en

¹⁸ Décision [D-2019-101](#), p. 114.

¹⁹ RCC : le comité technique de plus haut niveau.

²⁰ Pièce [B-0133](#), p. 5.

lien avec l'examen des demandes de ce dernier. **En conséquence, elle accueille cette proposition.**

[17] La Régie est toutefois d'avis que cette proposition pourra être revue au fil du temps, selon les besoins des différents dossiers.

2.2 NIVEAU DE PERTE DE CHARGE AU QUÉBEC

[18] Par la Décision, la Régie se prononce comme suit :

« [392] En matière d'intérêt pour le Québec, la Régie retient que, selon le Coordonnateur, les normes de fiabilité sont au bénéfice de tous les clients du Transporteur, soit les entités marchandes d'électricité de gros et HQD.

[393] En ce qui a trait aux consommateurs québécois, la Régie comprend, entre autres, que le Coordonnateur détermine une valeur limite de perte de charge permettant de s'assurer de la fiabilité du réseau du Québec et, de ce fait, du réseau interconnecté de l'Amérique du Nord et de la charge locale au Québec.

[394] La Régie ordonne au Coordonnateur de déposer le niveau maximal de perte de charge au Québec sur lequel le modèle de fiabilité qu'il propose est fondé et, le cas échéant, les motifs à son appui. À défaut, la Régie lui ordonne de soumettre une proposition en lien avec la fixation d'un tel niveau »²¹.

[19] Par sa décision D-2019-147, la Régie ordonne au Coordonnateur de déposer ce suivi dans le cadre de la présente phase :

« [20] À l'égard de la fixation d'un niveau de perte de charge au Québec sur lequel le modèle de fiabilité proposé par le Coordonnateur est fondé, la Régie note que le Coordonnateur prévoit un dépôt à la Régie d'ici la fin de l'année 2020. Elle considère que ce délai est approprié, mais constate que le Coordonnateur ne précise pas si ce dépôt se fera dans le cadre de la phase 3 du présent dossier. La Régie ordonne au Coordonnateur de déposer ce suivi dans le cadre de la phase 3 du présent dossier »²². [note de bas de page omise]

²¹ Décision [D-2019-101](#), p. 121 et 122.

²² Décision [D-2019-147](#), p. 9.

[20] Le Coordonnateur soumet que l'évaluation d'un niveau maximal de perte de charge requiert des travaux importants qui se poursuivront d'ici la fin de l'année. Il indique qu'il fera un suivi administratif à la Régie, une fois les travaux complétés²³.

[21] Conformément à l'ordonnance du paragraphe 20 de sa décision D-2019-147, la Régie s'attend à ce que le Coordonnateur donne suite, dans le cadre du présent dossier, au suivi exigé par le paragraphe 394 de la Décision, lorsque les différents travaux seront complétés, soit avant la fin de l'année 2020.

[22] Advenant que le Coordonnateur ne soit pas en mesure de donner suite au suivi exigé par le paragraphe 394 de la Décision dans les délais prévus, la Régie lui ordonne de l'en informer en temps opportun, de présenter les motifs expliquant le délai et de lui faire part de la nouvelle date d'échéance proposée.

2.3 MODIFICATIONS AU GLOSSAIRE

[23] La Régie s'exprime comme suit dans la Décision :

« [395] La Régie ayant exprimé ses constats, conclusions et avis (les Conclusions) relativement aux termes Bulk de la FPA ou BPS de la FERC, BES de la NERC, Bulk du NPCC, RTP et ALR, elle constate que ces termes sont fondamentaux en matière de normes de fiabilité obligatoires, lesquelles sont sujettes à leur adoption pour leur application au Québec. Or, ces termes sont parfois absents du Glossaire ou, lorsque présents, leurs définitions française ou anglaise peuvent ne pas avoir suivi l'évolution du modèle de fiabilité maintenant en place en Amérique du Nord et au Québec.

[396] Pour ce motif, la Régie demande au Coordonnateur d'apporter les modifications suivantes au Glossaire (les Modifications) :

- Ajouter :
 - le terme « Bulk Power System » et sa définition en usage aux États-Unis;

²³ Pièce [B-0133](#), p. 5.

- *le terme « Adequate Level of Reliability » et sa définition selon la NERC;*
- *le terme « niveau de fiabilité recherché pour l'Interconnexion du Québec » et en proposer une définition qui tient compte des Conclusions;*
- *le terme « réseau interconnecté d'Amérique du Nord » et en proposer une définition.*

- *Revoir et proposer, le cas échéant, une modification aux éléments suivants du Glossaire :*
 - *la traduction du terme « Bulk Electric System » et sa définition;*
 - *la traduction du terme « Système de production transport » et sa définition;*
 - *la traduction du terme « réseau de transport principal » et sa définition.*

- *Soumettre les Modifications, pour adoption par la Régie, au plus tard dans les quatre mois suivant la date de publication de la présente décision »²⁴.*

2.3.1 NIVEAU DE FIABILITÉ RECHERCHÉ ET NIVEAU DE FIABILITÉ RECHERCHÉ POUR L'INTERCONNEXION DU QUÉBEC

[24] Le Coordonnateur dépose une proposition de définition des termes « niveau de fiabilité recherché » (ALR) et « niveau de fiabilité recherché pour l'Interconnexion du Québec » (ALR pour le Québec), qu'il met à jour en fonction des annotations du personnel de la Régie²⁵.

[25] En réponse à une DDR, le Coordonnateur soutient que sa proposition relative au terme ALR pour le Québec répond aux constats, conclusions et avis (les Conclusions) auxquels il est fait référence au paragraphe 395 de la Décision, notamment par les éléments suivants :

²⁴ Décision [D-2019-101](#), p. 122 et 123.

²⁵ Pièce [B-0137](#).

- l'analyse de la Régie, pour le Québec, s'appuie sur le réseau de transport principal (le RTP), équivalent québécois du *Bulk Electric System* (le BES) et principal champ d'application des normes de fiabilité au Québec;
- le régime de fiabilité obligatoire mis en place en Amérique du Nord cible prioritairement la fiabilité du réseau interconnecté du continent;
- aucune conclusion n'a été émise à l'effet que la définition de l'ALR serait basée sur le réseau *Bulk Power System* (le BPS)²⁶ du NPCC;
- l'ALR, telle que définie par la *North American Electric Reliability Corporation* (la NERC) pour son BES, est également applicable au RTP québécois²⁷.

[26] Quant à la pertinence d'y préciser les particularités pour le Québec, le Coordonnateur considère qu'il est indéniable que le RTP, une fois approuvé par la Régie en vertu de l'article 85.13 (1^o) de la Loi, est conforme aux dispositions applicables de la Loi. La définition de la NERC pour l'ALR trouve donc application au Québec²⁸.

[27] À la suite d'une analyse des dispositions pertinentes de la Loi auxquelles une définition de l'ALR pour le Québec pourrait référer, le Coordonnateur conclut que seuls les articles suivants pourraient s'avérer pertinents à la définition de l'ALR pour le Québec par rapport au niveau de fiabilité attendu pour le réseau sous la responsabilité de la NERC :

- l'article 85.3, puisque cette disposition a un lien apparent avec le champ d'application des normes de fiabilité au Québec;
- l'article 85.13 (1^o), car lorsque la Régie approuve le Registre, elle statue sur les entités et les installations identifiées par le Coordonnateur en vertu de l'article 85.3 de la Loi.

²⁶ BPS : réseau « bulk ».

²⁷ Pièce [B-0138](#), p. 4 à 6, R1.1.

²⁸ Pièce [B-0138](#), p. 6 et 7, R1.1.1.

[28] Toutefois, le Coordonnateur ne retient pas cette avenue, notamment pour les raisons suivantes :

- le paragraphe d'introduction à la définition du terme ALR donne le contexte dans lequel le régime de fiabilité obligatoire a été introduit aux États-Unis et demeure valable à titre d'élément du contexte dans lequel la NERC réalise le mandat confié par la Régie, en vertu de l'entente conclue en 2009 entre la Régie, la NERC et le NPCC (l'Entente)²⁹;
- le texte de l'Entente et la Loi fournissent d'autres éléments de ce contexte et leur ajout pourrait dénaturer cette définition;
- une définition de l'ALR pour le Québec pourrait indûment affecter l'exercice des pouvoirs de la Régie.

[29] Advenant que la Régie souhaite encadrer l'exercice de ses pouvoirs en matière de normes de fiabilité, le Coordonnateur indique les pistes de réflexion suivantes :

- modification à l'Entente;
- examen du suivi que fera le Coordonnateur en vertu du paragraphe 394 de la Décision³⁰.

[30] Après avoir pris connaissance de la nouvelle proposition de texte du Coordonnateur, la Régie est d'avis que les textes correspondant aux termes ALR et ALR pour le Québec ainsi que leur définition, dans leurs versions française et anglaise, tiennent compte, de façon adéquate, des annotations de la Régie. À cet égard, elle note que les textes soumis par le Coordonnateur ont été révisés par un traducteur agréé³¹.

[31] De façon générale et sans adhérer nécessairement à l'ensemble des arguments du Coordonnateur, la Régie est d'avis que la proposition de ce dernier relative à la définition du terme ALR pour le Québec semble valide à l'heure actuelle.

²⁹ [Entente concernant le développement des normes de fiabilité de transport d'électricité et des procédures et d'un programme de surveillance de l'application de ces normes pour le Québec.](#)

³⁰ Pièce [B-0138](#), p. 12, R1.1.1.

³¹ Pièce [B-0135](#).

[32] Toutefois, tel que le Coordonnateur le suggère, il pourrait s'avérer pertinent de poursuivre les discussions à cet égard, lors du dépôt du suivi qu'il fera en vertu du paragraphe 394 de la Décision.

[33] Pour ce qui est de l'Entente, la Régie rappelle qu'elle en a traité amplement dans la Décision, sans conclure que des modifications étaient requises à cet égard³². Elle s'est notamment prononcée comme suit :

« [312] Ainsi, le gouvernement a autorisé la Régie à conclure l'entente qui lui a été présentée, tout en lui laissant la possibilité d'y apporter des modifications, en autant qu'elles soient non substantielles. La compréhension de la Régie est que, dans l'éventualité où des modifications substantielles auraient été apportées ultérieurement, elle se devait de la présenter à nouveau au gouvernement pour obtenir son autorisation de conclure l'entente.

[313] Ceci dit, l'Entente a pour objet la fourniture de services, en matière de normalisation et de surveillance de conformité, par la NERC et le NPCC, à la demande de la Régie. La conclusion de cette entente, à la suite de la signature par le président de la Régie, résulte d'un acte administratif et non réglementaire.

[314] Ainsi, l'Entente n'attribue aucune obligation au Coordonnateur ni aux formations sujettes à se prononcer sur les demandes d'adoption de normes soumises par le Coordonnateur »³³.

[34] Considérant ce qui précède, la Régie est satisfaite du suivi effectué par le Coordonnateur relativement à l'ajout du terme ALR au Glossaire. Quant à l'ajout du terme ALR pour le Québec, elle juge que la proposition du Coordonnateur est satisfaisante pour l'instant. Elle pourra toutefois prendre acte du dépôt de la preuve selon l'ordonnance du paragraphe 394 de la Décision et agir en conséquence.

[35] En conséquence, la Régie accueille la proposition du Coordonnateur relative à l'ajout des termes ALR et ALR pour le Québec au Glossaire.

³² Décision [D-2019-101](#), p. 20 et 94 à 98.

³³ Décision [D-2019-101](#), p. 96.

2.3.2 SYSTÈME ÉLECTRIQUE INTERCONNECTÉ

[36] Le Coordonnateur réfère la Régie à la pièce B-0012 du dossier R-4104-2019 pour le terme « système électrique interconnecté »³⁴.

[37] En réponse à une DDR, le Coordonnateur soutient que la définition proposée pour ce terme répond aux Conclusions de la Régie puisque :

- les Conclusions se rapportent à la définition des termes BPS de la *United States Federal Power Act* (FPA) ou BPS de la *Federal Energy Regulatory Commission* (la FERC);
- le Coordonnateur tient compte de l'utilisation actuelle du terme dans les normes de la NERC et leur annexe Québec respective (Annexe Québec);
- la définition du terme « système électrique interconnecté » réfère au BPS au sens de la FPA;
- ce terme est utile pour la compréhension des normes de la NERC, malgré le fait que les Annexes Québec des normes ne s'appliquent pas au BPS de la FERC et que leur champ d'application est soit le RTP ou, exceptionnellement, le BPS du NPCC;
- cette définition doit correspondre à celle en vigueur aux États-Unis lorsqu'elle ne sert qu'à la compréhension des normes de la NERC sans leur Annexe Québec;
- le dépôt de la pièce B-0024 au dossier R-4104-2019, contenant une proposition de modifications au Glossaire visant à distinguer les termes « système électrique interconnecté » et « réseau « bulk » » qui ont le même acronyme BPS, donne suite aux Conclusions de la Régie en ce que la proposition vise à dissiper la confusion identifiée au paragraphe 350 de la Décision quant à l'utilisation de l'acronyme BPS;
- selon la proposition au dossier R-4104-2019, l'acronyme BPS réfère au « système électrique interconnecté » lorsqu'il s'agit des normes de la NERC, alors qu'il réfère au « réseau « bulk » » du NPCC lorsqu'il s'agit des Annexes Québec des normes de fiabilité adoptées par la Régie;

³⁴ Pièce [B-0133](#), p. 6.

- aucune conclusion de la Décision ne restreint la possibilité de faire évoluer une définition nécessaire pour la compréhension des normes de la NERC, mais qui est sans impact sur l'Annexe Québec³⁵.

[38] La Régie est satisfaite du suivi effectué par le Coordonnateur relatif à l'ajout du terme « système électrique interconnecté » au présent dossier, ordonné au paragraphe 396 de la Décision.

2.3.3 SYSTÈME DE PRODUCTION-TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

[39] Le Coordonnateur réfère la Régie à la pièce B-0009 du dossier R-4070-2018 pour le terme « système de production-transport d'électricité »³⁶.

[40] En réponse à une DDR, le Coordonnateur soutient que la définition proposée répond aux Conclusions de la Régie puisque :

- le Coordonnateur tient compte de l'utilisation actuelle du terme dans les normes de la NERC et leur Annexe Québec;
- la définition du terme « système de production-transport d'électricité » réfère au BES, au sens de la définition de la NERC et approuvée par la FERC;
- ce terme est utile pour la compréhension des normes de la NERC, bien que le champ d'application des normes au Québec soit le RTP ou le BPS du NPCC;
- cette définition demeure celle qui est en vigueur aux États-Unis, comme elle ne sert qu'à la compréhension des normes sans leur Annexe Québec;
- le dépôt de la pièce B-0044 au dossier R-4070-2018, contenant une proposition de modifications au Glossaire visant le remplacement de l'ancienne définition de « système de production-transport d'électricité » par la nouvelle définition de la NERC, donne suite aux Conclusions de la Régie en ce qu'elle demeure celle qui est en vigueur aux États-Unis;

³⁵ Pièce [B-0138](#), p. 13 et 14, R1.2.

³⁶ Pièce [B-0133](#), p. 6.

- aucune conclusion de la Décision n'empêche de faire évoluer une définition nécessaire pour la compréhension des normes de la NERC, mais qui est sans impact sur l'Annexe Québec³⁷.

[41] La Régie est satisfaite du suivi effectué par le Coordonnateur relatif à la modification du terme BES au présent dossier, ordonné au paragraphe 396 de la Décision. Elle considère que c'est dans le cadre du dossier R-4070-2018 que la modification du terme « système de production-transport d'électricité » sera finalement traitée, en tenant compte des conclusions de la présente décision ainsi que des Conclusions de la Décision.

2.3.4 RÉSEAU INTERCONNECTÉ D'AMÉRIQUE DU NORD

[42] Le Coordonnateur envisage proposer une définition de ce terme en faisant référence au terme « BES », tel que proposé au dossier R-4070-2018, car la définition de ce terme décrit les interconnexions de l'Amérique du Nord, ce qui permet une meilleure définition du terme « réseau interconnecté d'Amérique du Nord » et permet d'éviter toute ambiguïté dans le contexte normatif.

[43] La Régie considère que la proposition du Coordonnateur est pertinente quant au dépôt d'une définition de ce terme dans le cadre du dossier R-4070-2018, par souci de cohérence avec la définition du terme BES.

[44] En conséquence, la Régie ordonne au Coordonnateur de déposer une définition du terme « réseau interconnecté d'Amérique du Nord » dans le cadre du dossier R-4070-2018, dans un délai maximum de 10 jours ouvrables suivant la publication de la présente décision.

³⁷ Pièce [B-0138](#), p. 15 et 16, R1.3.

2.3.5 RÉSEAU DE TRANSPORT PRINCIPAL

[45] Le Coordonnateur soutient qu'une modification de la définition du terme RTP sera proposée dans un nouveau dossier en 2020, traitant de la nouvelle méthodologie d'identification des éléments du RTP (la Méthodologie)³⁸.

[46] La Régie comprend que la volonté du Coordonnateur est d'initier un dossier traitant de la Méthodologie en 2020. Elle s'attend à ce que ce dossier comprenne une proposition de définition pour le terme RTP.

[47] **En conséquence, la Régie est satisfaite du suivi effectué par le Coordonnateur relatif à la modification de la définition du terme RTP au présent dossier, ordonné au paragraphe 396 de la Décision.**

[48] **Considérant ce qui précède,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la proposition du Coordonnateur, en suivi du paragraphe 366 de la Décision, d'inclure, dans son rapport annuel, une nouvelle section contenant les dates des rencontres du *Reliability Coordinating Committee* et la documentation du comité *Reliability Coordinating Committee* du *Northeast Power Coordinating Council Inc.*;

ACCUEILLE la proposition du Coordonnateur, en suivi du paragraphe 396 de la Décision, relative à l'ajout des termes ALR et ALR pour le Québec au *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité*;

ORDONNE au Coordonnateur de déposer une définition du terme « réseau interconnecté d'Amérique du Nord » dans le cadre du dossier R-4070-2018, dans un délai maximum de 10 jours ouvrables suivant la publication de la présente décision;

³⁸ Pièce [B-0137](#), p. 2.

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

Marc Turgeon
Régisseur