

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2013-149

R-3699-2009

18 septembre 2013

Phase 1

PRÉSENTS :

Marc Turgeon

Louise Rozon

Françoise Gagnon

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision procédurale relative à l'échéancier afin de compléter l'examen de la phase 1

Demande d'Hydro-Québec par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité au Québec visant l'adoption des normes de fiabilité et l'approbation des registres identifiant les entités et les installations visées par les normes et le guide des sanctions

Intervenants :

Énergie La Lièvre s.e.c. et Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (ÉLL/EBM);

Newfoundland and Labrador Hydro (NLH);

Ontario Power Generation (OPG);

Rio Tinto Alcan inc. (RTA).

LEXIQUE

NORMES DE FIABILITÉ :

NORME BAL	Équilibrage des ressources et de la demande (<i>Resource and Demand Balancing</i>)
NORME CIP	Protection des infrastructures critiques (<i>Critical Infrastructure Protection</i>)
NORME COM	Communications (<i>Communications</i>)
NORME EOP	Préparation et exploitation en situation d'urgence (<i>Emergency Preparedness and Operations</i>)
NORME FAC	Conception, raccordement et maintenance des installations (<i>Facilities Design, Connections, and Maintenance</i>)
NORME INT	Programmation et coordination des échanges (<i>Interchange Scheduling and Coordination</i>)
NORME IRO	Exploitation et coordination, fiabilité de l'Interconnexion (<i>Interconnection Reliability Operations and Coordination</i>)
NORME MOD	Modélisation, données et analyse (<i>Modeling, Data, and Analysis</i>)
NORME NUC	Nucléaire (<i>Nuclear</i>)
NORME PER	Résultats, formation et compétence du personnel (<i>Personnel Performance, Training, and Qualifications</i>)
NORME PRC	Réglages et protections (<i>Protection and Control</i>)
NORME TOP	Exploitation du réseau de transport (<i>Transmission Operations</i>)
NORME TPL	Planification du transport (<i>Transmission Planning</i>)
NORME VAR	Tension et puissance réactive (<i>Voltage and reactive</i>)

1. INTRODUCTION ET HISTORIQUE

[1] La Régie juge nécessaire de rappeler le déroulement de la phase 1 du présent dossier, afin de permettre une meilleure compréhension du contexte depuis le dépôt de la demande.

[2] Le 2 juin 2009, Hydro-Québec, par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité au Québec (le Coordonnateur), déposait à la Régie de l'énergie (la Régie), pour adoption, 95 normes de fiabilité de la *North American Electric Reliability Corporation* (la NERC) et, pour approbation, les registres identifiant les entités (le Registre des entités) et les installations (le Registre des installations) visées par les normes de fiabilité ainsi que le guide de sanctions relatif à l'application de ces normes (le Guide des sanctions).

[3] Le Coordonnateur déposait également le glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité (le Glossaire) et demandait à la Régie de prendre acte du dépôt des matrices d'application des normes de fiabilité.

[4] Durant l'année 2010, la Régie décidait de la tenue d'une audience, précédée d'une rencontre technique et d'une rencontre préparatoire.

[5] Lors de l'audience tenue les 7 et 14 octobre 2010, le modèle proposé par le Coordonnateur quant aux normes de fiabilité ainsi qu'à leur champ d'application était accepté par les intervenants au dossier. Toutefois, le Coordonnateur s'engageait à déposer de nouveau la matrice d'application des normes de fiabilité de la NERC (la Matrice d'application) de façon, notamment, à y préciser les critères du *Northeast Power Coordinating Council* (le NPCC) obligatoires par renvoi d'une norme de fiabilité déposée pour adoption. À la fin de l'audience, le Coordonnateur amendait les conclusions recherchées par sa demande.

[6] Dans sa correspondance du 27 septembre 2010, la Régie informait les participants que le traitement de la demande d'approbation du Guide des sanctions était reporté à une date ultérieure, dans le cadre d'une phase 2 du présent dossier.

[7] Le 13 mai 2011, la Régie rendait sa décision partielle D-2011-068 (la Décision) dans laquelle elle acceptait le contenu des 95 normes de fiabilité de la NERC et les facteurs de risque associés tels que déposés. Elle acceptait également les aspects normatifs québécois contenus dans le Registre des entités, le Registre des installations et les Matrices d'application.

[8] Cependant, la Régie demandait au Coordonnateur d'intégrer, sous forme d'annexe à chaque norme (l'Annexe), les aspects normatifs à caractère technique contenus dans le Registre des entités, le Registre des installations et les Matrices d'application, ainsi que les aspects normatifs à caractère administratif spécifiques à l'application de ces normes au Québec.

[9] La Régie précisait également dans cette décision que l'identification des installations visées et celle des entités visées étaient liées et qu'elles dépendaient du contenu des normes de fiabilité applicables au Québec. Pour cette raison, elle considérait que les deux registres relatifs à ces identifications formaient un tout indissociable et, par conséquent, devaient former un seul registre. En conséquence, la Régie demandait alors au Coordonnateur de soumettre un seul registre des entités visées par les normes de fiabilité (le Registre des entités visées), au même moment que le texte des normes de fiabilité révisées, selon un échéancier qu'elle entendait fixer.

[10] Par ailleurs, la Régie constatait que le niveau de concordance du texte français et du texte anglais des normes de fiabilité n'était pas satisfaisant et concluait en la nécessité que des rencontres soient tenues entre les membres du personnel de la Régie et ceux du Coordonnateur afin de traiter de cette problématique.

[11] De plus, la Régie se prononçait dans la Décision sur les renvois à des critères NPCC en rejetant la proposition du Coordonnateur de rendre obligatoire le respect de ces critères par simple renvoi.

[12] Le 20 décembre 2011, le Coordonnateur effectuait, à la demande de la Régie, un premier dépôt de pièces révisées, comprenant un bloc de 18 normes et leur Annexe respective des familles CIP et FAC, le Glossaire révisé, le nouveau Registre des entités visées ainsi que le tableau des facteurs de risque liés à ces normes de fiabilité.

[13] Le 4 mai 2012, la Régie tenait une séance de travail avec les participants afin de confirmer ou d'infirmier les non-concordances entre les textes français et anglais des normes CIP et FAC déposées et les non-concordances entre les spécificités applicables au Québec acceptées dans la Décision et le contenu du texte des Annexes.

[14] Le 11 juin 2012, le Coordonnateur déposait les dernières révisions apportées aux normes CIP et FAC, au Registre des entités visées ainsi qu'au Glossaire.

[15] Le 25 juillet 2012, la Régie rendait sa décision partielle D-2012-091 (la Décision partielle) afin de statuer sur le bloc de 18 normes des familles CIP et FAC. La Régie adoptait alors 12 de ces normes de la NERC ainsi que leur Annexe respective, telles que proposées par le Coordonnateur, dans leurs versions française et anglaise, soit les normes CIP-003-1, CIP-004-1, CIP-005-1, CIP-006-1, CIP-007-1, CIP-008-1, CIP-009-1, FAC-001-0, FAC-003-1, FAC-008-1, FAC-013-1 et FAC-014-1.

[16] En ce qui a trait aux six autres normes CIP-001-1, CIP-002-1, FAC-002-0, FAC-009-1, FAC-010-1 et FAC-011-2, la Régie demandait au Coordonnateur de fournir des modifications ou justifications additionnelles devant être soumises au moment du dépôt du second bloc de normes, qu'elle fixait au plus tard 60 jours suivant la Décision partielle.

[17] Le 24 septembre 2012, le Coordonnateur faisait suite à la Décision partielle et déposait la justification des modifications apportées au texte de l'Annexe des normes CIP-001-1 et FAC-002-0. Il déposait également à nouveau les normes CIP-002-1, FAC-009-1, FAC-010-1 et FAC-011-2 modifiées. Conformément à la demande de la Régie relative au dépôt du second bloc de normes, le Coordonnateur déposait, à cette même date, 34 normes de fiabilité pour adoption ainsi que leurs Annexes, mentionnant avoir présenté ces pièces aux intervenants et obtenu leurs commentaires. À cette même date, le Coordonnateur proposait à la Régie, par souci d'efficiencia, le retrait de 27 normes dont les versions avaient été modifiées ou mises à jour par la NERC. Il proposait également le remplacement de 17 normes par des versions de ces normes « *légèrement amendées par la FERC* ».

[18] Dans sa lettre procédurale du 12 octobre 2012, la Régie demandait, entre autres, aux intervenants de lui transmettre leurs commentaires sur le dépôt du 24 septembre 2012.

[19] Les 31 octobre et 1^{er} novembre 2012, les intervenants déposaient leurs commentaires à l'égard des normes déposées en septembre 2012 ainsi que sur la planification de traitement des normes proposée par le Coordonnateur.

[20] Le 16 novembre 2012¹, dans une correspondance adressée à la Régie, le Coordonnateur faisait le point sur l'ensemble des 95 normes à traiter au présent dossier. Faisant suite aux commentaires émis par ÉLL/EBM, le Coordonnateur modifiait sa proposition du 24 septembre 2012.

[21] Le 6 décembre 2012, la Régie informait les participants au dossier de la procédure qu'elle entendait suivre pour la poursuite de l'examen de la phase 1 du dossier. Elle annonçait la tenue de cinq séances de travail et demandait au Coordonnateur de procéder au dépôt du reste des normes et leurs Annexes pertinentes à l'examen du dossier.

[22] Dans cette correspondance, la Régie précisait que les séances de travail porteraient, notamment, sur la concordance entre les textes français et anglais des normes et leurs Annexes ainsi que sur les aspects relevés par les intervenants dans leurs commentaires. La Régie mentionnait qu'elle tiendrait une audience, si requise à la suite de ces séances, afin d'entendre les participants.

[23] Les 7 et 14 décembre 2012, le Coordonnateur déposait le reste des normes et leurs Annexes qui complétaient l'ensemble des normes qui feraient l'objet des séances de travail. Le 7 décembre 2012, le Coordonnateur déposait également une nouvelle version du Registre des entités visées.

[24] Le 14 janvier 2013, ÉLL/EBM et NLH fournissaient, conformément à la lettre procédurale du 6 décembre 2012 de la Régie, leurs commentaires sur les pièces déposées par le Coordonnateur les 2 novembre, 7 décembre et 14 décembre 2012.

¹ Pièce B-101.

[25] À la suite d'une demande de délai autorisé par la Régie, RTA fournissait, le 21 janvier 2013, des commentaires sur les normes révisées et, le 28 janvier 2013, des commentaires spécifiques relativement aux normes déposées le 14 décembre 2012.

[26] Du 19 février au 15 mai 2013, la Régie tenait, tel que prévu, cinq séances de travail avec le Coordonnateur, les intervenants ainsi que le personnel technique de la Régie, au cours desquelles le Coordonnateur souscrivait à plusieurs engagements, dont les réponses étaient versées au dossier.

[27] Les 30 mai et 7 juin 2013, le Coordonnateur déposait une version révisée des familles de normes BAL, CIP, COM, FAC, INT, IRO, PER et TOP. Il déposait également une version révisée du Glossaire et du Registre des entités visées, conformément aux engagements souscrits lors des séances de travail et aux décisions D-2011-068 et D-2012-091. Le Coordonnateur déposait également, le 7 juin 2013, la liste des documents du NPCC.

[28] Entre les 10 et 12 juin 2013, les intervenants NLH, ÉLL/EBM et RTA transmettaient à la Régie la liste de leurs enjeux respectifs qui demeuraient, à la suite de la tenue des séances de travail.

[29] Le 13 juin 2013, la Régie tenait une sixième séance de travail à laquelle les participants et le personnel de la Régie prenaient part. Cette rencontre avait pour but de faire le bilan du dossier à la suite des séances de travail ayant couvert l'ensemble des familles de normes à adopter, conformément à l'ordre du jour transmis par la Régie le 12 juin 2013.

[30] Le 26 juin 2013, la Régie demandait au Coordonnateur de déposer, au plus tard le 4 juillet 2013, les réponses aux engagements qu'il avait pris lors de la séance de travail du 13 juin 2013 et, au plus tard le 11 juillet 2013, une requête amendée tenant compte de l'évolution du dossier.

[31] Dans cette même correspondance, la Régie demandait aux intervenants de lui transmettre, au plus tard le 22 juillet 2013, la liste des enjeux qui, selon eux, demeuraient au dossier en identifiant, pour chacun, le mode procédural qu'ils préconisaient, afin d'en débattre. La Régie indiquait également qu'elle allait fixer, par la suite, la procédure qu'elle entendait suivre pour compléter l'examen de la phase 1 du dossier.

[32] Le 4 juillet 2013, le Coordonnateur faisait suite aux engagements pris lors de la dernière séance de travail et déposait de nouveau, aux fins d'adoption par la Régie, des versions révisées du Glossaire et des normes des familles PRC et VAR.

[33] Le 11 juillet 2013, le Coordonnateur déposait sa demande amendée relativement à la phase 1 du dossier. Il déposait également à son soutien un document dans lequel il présentait le contexte de sa demande amendée. À cette même date, le Coordonnateur déposait une version révisée des normes EOP et TOP.

[34] Le Coordonnateur déposait également, entre autres, la liste des documents du NPCC ainsi que les documents du NPCC qui y sont énumérés et auxquels réfèrent spécifiquement certaines normes de fiabilité par renvoi statique. Il déposait, à cette même date, un document relatif à l'« Application des normes de fiabilité au Québec » dont il requérait l'adoption par la Régie.

[35] Les 22 et 23 juillet 2013, les intervenants déposaient leur liste respective des enjeux qui demeureraient, selon eux, à ce stade du dossier, en identifiant le mode procédural qu'ils préconisaient afin d'en débattre. ÉLL/EBM et NLH ne voyaient pas d'objection à soumettre leur argumentation par écrit. Toutefois, NLH se réservait le droit d'intervenir à une éventuelle audience. RTA était d'avis qu'une audience devait être tenue « *compte tenu de l'importance des enjeux* » que l'intervenante avait identifiés. L'intervenante prévoyait qu'à la suite de cette audience et de la preuve additionnelle à être versée au dossier, elle serait en mesure de « *faire ses représentations et ses commentaires par écrit à la Régie* ».

[36] Le 24 juillet 2013, le Coordonnateur commentait les dernières correspondances transmises par les intervenants. Il alléguait que l'importance des enjeux comme seule justification pour la tenue d'une audience « *est insuffisante pour justifier cette demande de RTA* ». Le Coordonnateur faisait valoir que RTA devait, dans un premier temps, déposer la preuve au soutien de ses prétentions. Le Coordonnateur jugerait alors s'il est approprié de déposer une preuve additionnelle. Par la suite, la Régie pourrait juger de l'opportunité de tenir une audience ou de procéder par écrit.

[37] Dans sa correspondance du 29 juillet 2013, la Régie demandait à RTA de clarifier les éléments sur lesquels elle souhaitait présenter une preuve additionnelle ainsi que les modalités d'administration de cette preuve.

[38] Le 7 août 2013, RTA déposait la liste des éléments de preuve documentaire qu'elle entendait déposer dans le cadre d'une audience relativement aux enjeux soulevés dans sa correspondance du 23 juillet 2013.

[39] Dans la présente décision, la Régie statue sur le mode procédural adopté pour traiter les enjeux soulevés par les intervenants. Elle fixe également, à la section 3 de la présente décision, l'échéancier pour compléter l'examen de la phase 1 du présent dossier.

2. ENJEUX SOULEVÉS PAR LES INTERVENANTS

2.1 ENJEUX SOULEVÉS PAR RTA

Enjeu n° 1 : l'intégration des dispositions particulières du Registre B-54 (Doc 4) et du Registre B-54 (Doc 5) dans les « annexes Québec » des normes

Section 2.16 du Registre des installations

[40] RTA rappelle que, dans la Décision, la Régie a demandé au Coordonnateur de fusionner l'ancien Registre des installations² et le Registre des entités³ en un seul Registre des entités visées⁴. RTA souligne, dans sa lettre du 10 juin 2013, que les distinctions et particularités contenues dans les deux anciens registres devaient se retrouver dans les Annexes des normes à adopter, conformément à la Décision⁵. RTA mentionne également que « ces distinctions et particularités constituaient autant de composantes fondamentales du modèle RTP proposé par le Coordonnateur »⁶.

² Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5.

³ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 4.

⁴ Pièce B-94, HQCMÉ-6, document 7 révisé.

⁵ Pièce C-5-39-RTA, p. 2 et 3.

⁶ Pièce C-5-39-RTA, p. 3.

[41] La section 2.16 « Norme sur l'exploitation des groupes de production en vue du maintien des programmes de tension du réseau (VAR-002) » du Registre des installations précise les particularités et les distinctions relatives à l'application de la norme VAR-002 (exigences E4, E4.1, E4.1.1, E4.1.2, E4.1.3, E4.1.4, E5 et E5.1 et mesures M5, M6 et M7). RTA est d'avis que ces particularités et distinctions ne sont pas reflétées dans les dispositions particulières de l'Annexe de la norme, tel que requis par la Décision. L'intervenante fait valoir que ces précisions sont nécessaires afin de déterminer clairement la façon de faire au Québec⁷.

[42] À sa face même, la Régie constate que les exemptions prévues à la section 2.16 du Registre des installations pour les exigences précitées de la norme VAR-002 ne sont pas codifiées sous la forme de dispositions particulières à l'Annexe de la norme, tel que requis dans la Décision. En effet, dans la Décision, la Régie, d'une part, a accepté les aspects normatifs techniques identifiés aux deux registres et, d'autre part, a demandé au Coordonnateur d'intégrer dans les Annexes des normes ces aspects normatifs à caractère technique ainsi que toute distinction devant être précisée⁸.

[43] La Régie note le motif soumis par le Coordonnateur dans sa réponse à l'engagement 9 pris lors de la séance de travail du 15 mai 2013, afin de justifier la non-codification de l'exemption en lien avec les exigences E4, E4.1, E4.1.1, E4.1.2, E4.1.3, E4.1.4, E5 et E5.1⁹ :

« R9 [...] Par ailleurs, les exemptions prévues pour les exigences E4, E4.1, E4.1.1, E4.1.2, E4.1.3, E4.1.4, E5 et E5.1 ne nécessitent pas l'ajout de dispositions particulières dans l'annexe Québec. Ces exigences concernent les prescriptions et les informations à transmettre en ce qui a trait aux changements de prises de transformateurs. Tel qu'indiqué au Registre des installations visées, l'exploitant de réseau de transport donne plutôt des consignes de tension à respecter. De plus, les exigences E4 et E5 ne s'appliquent que sur demande de l'exploitant de réseau de transport ou selon ses prescriptions. Il est à noter que les changements de prises de transformateurs sont très rarement demandés par l'exploitation de réseau de transport. Le fait de ne pas reconduire ces dispositions particulières n'impose pas d'obligations additionnelles aux propriétaires d'installation de production ». [nous soulignons]

⁷ Pièce C-5-39-RTA, p. 4.

⁸ Décision D-2011-068, p. 33, par. 127, p. 34, par. 133 et p. 42, par. 174.

⁹ Pièce B-119, HQCMÉ-7, document 5, p. 5.

[44] Cependant, la Régie est d'avis que la notion d'incertitude exprimée par l'expression « *très rarement* » ne traduit pas l'exemption claire précisée initialement à la section 2.16 pour les exigences précitées de la norme VAR-002, qu'elle a déjà acceptée dans la Décision.

[45] Par conséquent, **la Régie ordonne au Coordonnateur de se conformer à la Décision en codifiant l'exemption aux exigences E4, E4.1, E4.1.1, E4.1.2, E4.1.3, E4.1.4, E5 et E5.1 précisées à la section 2.16 du Registre des installations, sous la forme d'une disposition particulière à l'Annexe de la norme VAR-002. La Régie demande au Coordonnateur de déposer la version révisée de l'Annexe de la norme VAR-002, ainsi que la norme, selon l'échéancier prévu à la présente décision.**

Section 2.17 du Registre des installations

[46] De plus, dans sa lettre du 1^{er} novembre 2012, RTA avait déjà soumis à la Régie que les « dispositions particulières applicables au Québec » des Annexes des normes¹⁰, dont certaines exigences sont visées par la section 2.17 « Particularités relatives à l'acquisition de données des installations de production à vocation industrielle » du Registre des installations, devaient reproduire les principes énoncés à cette section 2.17, conformément à la Décision. RTA « *requiert donc à la Régie que le Coordonnateur y donne suite* »¹¹.

[47] Par ailleurs, dans sa lettre du 21 janvier 2013, en sus de la demande formulée dans sa lettre du 1^{er} novembre 2012 quant aux principes énoncés dans la section 2.17 du Registre des installations, RTA demande au Coordonnateur de supprimer le dernier segment d'une phrase du premier paragraphe de la section 2.17 du Registre des installations, identifié comme suit :

*« [...] Toutefois, les entités visées qui ne soumettent pas leurs données de production doivent soumettre en temps réel et dans l'horizon prévisionnel, la puissance nette au point de raccordement de leur réseau, ~~la production totale de leurs installations de production de même que la charge de leur réseau.~~ [...] »*¹².

¹⁰ Normes IRO-002-1, IRO-003-1, IRO-004-1, IRO-005-1, TOP-001-1, TOP-002-2, TOP-003-0, TOP-005-1 et TOP-006-1.

¹¹ Pièce C-5-32-RTA, p. 5.

¹² Pièce C-5-39-RTA, p. 6.

[48] RTA allègue que cette demande de retrait se justifie par l'« *entente survenue à l'automne 2010* » avec le Coordonnateur, puisque le libellé de la section 2.17 du Registre des installations ne « *reflète pas complètement l'esprit des discussions et des ententes intervenues entre RTA et le Coordonnateur* ». De plus, RTA se réserve le droit de contre-interroger, lors de l'audience qu'elle requiert, les représentants du Coordonnateur « *en poste à l'époque pertinente* »¹³.

[49] La Régie comprend que RTA demande, d'une part, que la section 2.17 soit codifiée adéquatement à l'Annexe des normes visées, conformément à la Décision et que, d'autre part, le libellé identifié précédemment soit supprimé des Annexes des normes visées par le premier paragraphe de la section 2.17¹⁴.

[50] En ce qui a trait à la codification dans les Annexes de la section 2.17, la Régie constate, selon la réponse du Coordonnateur à l'engagement 7 pris le 3 avril 2013¹⁵, que ce dernier transpose et adapte les éléments de la section 2.17 aux Annexes des normes identifiées dans cette section.

[51] Le Coordonnateur explique que les exigences des normes IRO-004-1 et TOP-005-1 visées par la section 2.17 ne figurent plus dans les nouvelles versions de ces normes (IRO-004-2 et TOP-005-2) qui sont actuellement proposées pour adoption dans la demande amendée du Coordonnateur. De plus, le Coordonnateur justifie qu'il ne transpose pas les éléments de la section 2.17 pour la norme TOP-002-2.1b en alléguant que les deux exigences visées, E3 et E15, « *qui faisaient l'objet des dispositions de la section 2.17 n'impliquent pas la transmission des données individuelles des groupes de production à vocation industrielle, et ne nécessitent pas, par conséquent, de disposition particulière* »¹⁶.

[52] **Par conséquent, la Régie demande à RTA d'identifier les normes en précisant les exigences présentant, à son avis, une codification incomplète, dans les Annexes de ces normes, de la section 2.17 du Registre des installations et, le cas échéant, d'identifier les impacts sur ses activités opérationnelles et commerciales de cette codification incomplète, selon l'échéancier prévu à la présente décision.**

¹³ Pièce C-5-42-RTA, p. 3.

¹⁴ Pièce C-5-32-RTA, p. 6.

¹⁵ Pièce B-117, HQCMÉ-7, document 3 révisé, p. 7.

¹⁶ *Ibid.*

[53] Quant à la demande de retrait d'un libellé de la section 2.17, la Régie rappelle que le texte de la section 2.17 comporte une particularité spécifique au Québec en ce qui a trait à la production à vocation industrielle¹⁷. Cette particularité se caractérise, notamment, par l'exigence selon laquelle « *les entités visées qui ne soumettent pas leurs données de production doivent soumettre en temps réel et dans l'horizon prévisionnel, la puissance nette au point de raccordement de leur réseau, la production totale de leurs installations de production de même que la charge de leur réseau* ».

[54] La Régie comprend que cette spécificité résulte de négociations entre RTA et le Coordonnateur. Cependant, RTA demande le retrait du dernier élément de la phrase de la section 2.17 citée précédemment parce que le texte ne reflète pas le compromis qui a résulté de ces négociations.

[55] La Régie rappelle qu'elle a déjà accepté, dans la Décision, le contenu normatif des éléments de preuve modifiés à la suite des ententes intervenues en 2010. **Aussi, la Régie n'entendra pas RTA et le Coordonnateur au sujet des ententes et des négociations qui auraient pu intervenir entre eux sur l'élément normatif codifié dans le libellé remis en cause par RTA.**

[56] Cependant, dans l'exercice de sa compétence, la Régie est appelée à adopter des normes et leurs spécificités au Québec en considérant leur pertinence et leur impact.

[57] **Par conséquent, la Régie trouve opportun, dans ces circonstances, de permettre tant à RTA qu'au Coordonnateur, de faire valoir, en audience, leur position quant au maintien ou au retrait du segment de la section 2.17 du Registre des installations tel qu'identifié par RTA, soit « *la production totale de leurs installations de production de même que la charge de leur réseau* », en précisant les normes visées.**

¹⁷ Décision D-2011-068, p. 65.

Enjeu n° 2 : les normes pour lesquelles RTA est en désaccord avec la proposition du Coordonnateur

[58] RTA est d'avis que les particularités et distinctions apportées au Registre des installations et au Registre des entités doivent être intégrées aux Annexes des normes, conformément à la Décision, de manière à ce que les entités soient en mesure de « *s'inclure ou de s'exclure avec certitude de l'application de certaines normes et de minimiser le risque associé à la mise en œuvre et aux sanctions sévères pour le non-respect des normes* »¹⁸. RTA est d'avis que les Annexes de six normes¹⁹ devraient, par exigence, prévoir une exclusion claire des entités visées pour chaque norme, afin de dispenser l'entité de démontrer la non-applicabilité d'une exigence, en particulier dans le cadre du programme de surveillance de la conformité. RTA mentionne également qu'« *[e]n effet, pourquoi vouloir transférer aux entités visées les risques de conformité et la mise en place de processus internes pouvant devenir à la fois académiques et coûteux alors que la fiabilité du réseau RTP n'est nullement compromise* »²⁰.

[59] Parmi les six normes identifiées par RTA, la Régie constate que certaines normes ou exigences citées visent le Coordonnateur (IRO-002, IRO-003 et IRO-005) ou, encore, que les Annexes des normes citées (TOP-003 et TOP-006) exemptent déjà RTA de se conformer aux exigences qu'elle a identifiées pour ces normes. Quant à la norme TOP-002 qui vise les GOP (exploitant d'installation de production) comme RTA, telle qu'elle est codifiée présentement, il est clair que RTA est visée par cette norme. Par conséquent, l'allégation de RTA à l'effet qu'elle aurait à démontrer sa non-applicabilité à ces six normes semble, *a priori*, sans objet.

[60] **Néanmoins, la Régie demande à RTA d'identifier, justifications à l'appui, les normes et les exigences qui, selon elle, l'obligeraient à démontrer la non-applicabilité d'exigences, selon la codification actuelle des Annexes de ces normes, conformément à l'échéancier prévu à la présente décision.**

¹⁸ Pièce C-5-39-RTA, p. 7.

¹⁹ Normes IRO-002 (E5), IRO-003 (E1), IRO-005-3.1a (E1.1, E1.2, E1.8 et E1.9), TOP-002-2.1b (E15), TOP-003-1 (E1.1 et E2) et TOP-006-2 (E1, E1.1, E1.2 et E2).

²⁰ Pièce C-5-39-RTA, p. 7.

Enjeu n° 3 : l'intégration des catégories de fonction au TSP (fournisseur de services de transport)

[61] RTA rappelle que le Coordonnateur avait introduit, dans son dépôt initial, la notion de catégorie de fonction associée au modèle de fiabilité de la NERC. Les catégories de fonction permettaient de mieux circonscrire la portée des normes et de n'appliquer que les normes pertinentes aux entités visées, puisque « *les activités et les services rendus par les entités visées varient pour une même fonction* »²¹. RTA précise qu'à titre de TSP-3, elle n'était, alors, pas assujettie à certaines normes qui visaient les TSP²².

[62] RTA souligne également qu'elle est un fournisseur de services de transport en réseau intégré seulement et n'offre pas de service de transport point à point. Elle ajoute que ses installations de production sont presque exclusivement utilisées pour alimenter des charges industrielles lui appartenant et offrir un service de transport intégré à Hydro-Québec Distribution²³.

[63] Par conséquent, RTA allègue que, dans ses fonctions de TSP, et non plus dans celles de la catégorie de fonction TSP-3, il est primordial pour elle que soient codifiées, dans l'Annexe des normes visées, les distinctions et les particularités que les catégories de fonction initialement proposées mettaient en évidence²⁴.

[64] La Régie rappelle la définition de TSP (fournisseur de service de transport), telle que libellée au Glossaire²⁵ :

« Entité qui administre le tarif de transport et qui fournit le service de transport aux clients d'un service de transport en vertu des contrats de service de transport qui s'appliquent ».

²¹ Pièce C-5-39-RTA, p. 8.

²² Normes CIP-002 à CIP-009, EOP-002, INT-006, MOD-006, MOD-007 et NUC-001.

²³ Pièce C-5-39-RTA, p. 8.

²⁴ *Ibid.*

²⁵ Pièce B-121, HQCMÉ-6, document 5 révisé, p. 19.

[65] La Régie rappelle également que les critères d'identification à la catégorie de fonction TSP-3 sont les suivants selon le Registre des entités : offrir un service de transport en réseau intégré, ne pas fournir de service à une centrale nucléaire, ne pas posséder d'installations identifiées comme actif critique et ne pas offrir de service de transport de point à point²⁶.

[66] De plus, dans la Décision, la Régie a précisé que les catégories de fonction ne sont pas appropriées puisque certains éléments informatifs, dont la désignation de l'applicabilité des normes par catégorie de fonction, ne sont pas essentiels à l'identification des entités visées. En effet, les catégories de fonction introduisent certains éléments informatifs tributaires de l'analyse des normes et de leur interprétation et comportent des éléments normatifs redondants pouvant supplanter, voire contredire les normes. Par conséquent, la Régie, dans la Décision, a énoncé le principe selon lequel l'inscription au Registre des entités, de l'entité visée, de sa ou ses fonction(s) de la NERC et de ses installations, est nécessaire et suffisante pour permettre de faire les liens entre les entités visées et les normes de fiabilité qui leur sont applicables²⁷.

[67] Considérant ce principe établi dans la Décision, la question qui se pose est de savoir si les entités visées, classées initialement selon des catégories de fonction, répondent aux critères associés à la fonction d'origine.

[68] La Régie demande donc aux participants de lui indiquer, lors de leur argumentation, si, à leur avis, les transporteurs auxiliaires du Québec n'offrant pas de service de transport au sens de l'« Open Access Transmission Tariff » (OATT), doivent être qualifiés de TSP au sens du modèle fonctionnel de la NERC, considérant la nature des activités qu'ils exercent.

[69] Au-delà des fonctions et des installations visées précisées au Registre des entités visées, la Régie rappelle également qu'elle a établi, dans la Décision, que les particularités susceptibles d'avoir un impact sur la vérification de la conformité doivent être codifiées dans une Annexe propre à la norme en question. En effet, les textes des normes de fiabilité doivent être complets en eux-mêmes pour ce qui est de l'identification des exigences à satisfaire et de l'identification des entités visées²⁸.

²⁶ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 4 révisé, p. 9.

²⁷ Décision D-2011-068, p. 40 et 41, par. 162 à 166.

²⁸ Décision D-2011-068, p. 31, par. 122 et p. 32, par. 126.

[70] Aussi, dans l'hypothèse où les transporteurs auxiliaires du Québec seraient qualifiés de TSP, **la Régie demande également aux participants de commenter, lors de l'argumentation, l'opportunité de préciser, sous la forme d'une disposition particulière à l'Annexe d'une norme, que l'exigence en question n'est applicable qu'aux TSP offrant un service de transport de point à point de type OATT et de codifier cette précision au Registre des entités visées.**

Enjeu n° 4 : le champ d'application des normes (proposition du Coordonnateur)

[71] La Régie rappelle que, lors de la séance de travail tenue le 15 mai 2013, le Coordonnateur a pris l'engagement suivant²⁹ :

« Engagement 10

(demandé par la Régie le 2013-05-15)

Faire circuler pour discussion entre les participants une proposition de texte clarifiant la portée du Registre des entités à l'égard de l'application des normes, incluant l'ajout d'une référence au critère A-10 pour le réseau «Bulk».

[nous soulignons]

[72] Par la suite, le Coordonnateur a déposé, pour adoption, le document intitulé « Application des normes de fiabilité au Québec »³⁰ faisant partie intégrante de chaque norme³¹. Il allègue, dans sa demande amendée, que « [c]e document est nécessaire afin de prévoir les règles d'interprétation des documents et dissiper tout doute à cet égard »³².

[73] Ce document définit le champ d'application par défaut des normes³³ :

« Le champ d'application par défaut de toutes les normes de fiabilité adoptées par la Régie de l'énergie est le système de production-transport d'électricité. Cette expression générique désigne l'ensemble des réseaux de production et transport d'électricité du Québec ».

²⁹ Pièce B-119, HQCMÉ-7, document 5, p. 6.

³⁰ Pièce B-121, HQCMÉ-10, document 1.

³¹ Pièce B-121, demande amendée, allégué 26.

³² Pièce B-121, demande amendée, allégué 27.

³³ Pièce B-121, HQCMÉ-10, document 1, p. 3.

[74] RTA est d'avis que le champ d'application par défaut au Québec défini dans le document « Application des normes de fiabilité au Québec » devrait uniquement s'étendre au réseau RTP et non au « système de production-transport d'électricité », tel que le propose le Coordonnateur, et que cette définition s'étend au-delà du modèle RTP adopté par la Régie³⁴.

[75] RTA allègue que la définition proposée par le Coordonnateur excéderait la portée de la *Loi sur la Régie de l'énergie*³⁵ et la juridiction de la Régie, mais également la portée de la Décision applicable aux installations et entités visées du RTP sous la supervision du Coordonnateur³⁶. RTA est d'avis que le champ d'application par défaut de toutes les normes de fiabilité adoptées par la Régie devrait donc respecter les limites clairement circonscrites dans le Registre des entités visées.

[76] La Régie rappelle qu'elle s'est prononcée dans la Décision partielle sur les notions de champ d'application par défaut des normes de la NERC et de champ d'application spécifique au Québec :

« [54] La Régie est d'avis que le BES est le champ d'application par défaut des normes de la NERC. Par conséquent, à moins qu'un champ d'application spécifique au Québec ne soit codifié, c'est le champ d'application par défaut des normes de la NERC qui s'applique, soit le BES, selon la définition de la NERC.

[...]

[56] La Régie est d'avis que, considérant les spécificités introduites par le Coordonnateur en matière d'application des normes au Québec, le champ d'application spécifique au Québec doit, le cas échéant, être clairement codifié dans les documents normatifs. Par ailleurs, elle est d'avis que cette codification ne peut être systématisée par une règle générique unique, mais doit tenir compte de la teneur des exigences des normes ». [nous soulignons]

³⁴ Pièce C-5-39-RTA, p. 11.

³⁵ L.R.Q, c. R-6.01.

³⁶ Pièce C-5-39-RTA, p. 11.

[77] Cependant, au-delà du rappel de ces principes, la Régie constate que le document « Application des normes de fiabilité au Québec », tel que déposé, semble dépasser l'objectif poursuivi, tel que libellé dans l'engagement 10 cité précédemment³⁷, qui vise à préciser la portée du Registre des entités visées à l'égard de l'application des normes de fiabilité.

[78] Par conséquent, la Régie demande aux participants, lors de leur argumentation, de commenter, d'une part, la demande d'adoption du document « Application des normes de fiabilité au Québec » et, d'autre part, son libellé, considérant l'objectif poursuivi selon l'engagement 10 pris par le Coordonnateur lors de la séance de travail du 15 mai 2013.

Enjeu n° 5 : les documents cités en référence dans les normes

[79] RTA allègue « *que tous les documents cités en référence dans les normes, pour être applicables aux entités visées, devraient être traduits et faire l'objet d'un dépôt préalable à la Régie, de commentaires des intervenants, le cas échéant, et d'une approbation subséquente par la Régie* », afin d'assurer l'intégrité du modèle RTP au Québec et l'accès à tous les documents dans le respect de la réglementation en matière linguistique³⁸.

[80] Quant à la preuve testimoniale qu'elle prévoit, RTA entend, sous certaines réserves, faire témoigner un représentant du NPCC.

[81] Le Coordonnateur dépose la liste des « *documents du NPCC présentant les exigences régionales* » ainsi que les documents auxquels réfèrent certaines exigences des normes MOD-010, MOD-012, PRC-004, PRC-007, PRC-008, PRC-009, PRC-015 et PRC-016³⁹ et de leurs Annexes. Dans sa demande amendée, le Coordonnateur soumet ce qui suit⁴⁰ :

³⁷ Pièce B-119, HQCMÉ-7, document 5, p. 6.

³⁸ Pièce C-5-39-RTA, p. 12.

³⁹ Pièce B-121, HQCMÉ-9, document 1 révisé.

⁴⁰ Pièce B-121, demande amendée.

« Documents de l'organisation régionale de fiabilité

28. Dans sa décision D-2011-068, la Régie a rejeté la demande du coordonnateur de la fiabilité de rendre obligatoires, par renvoi au Guide d'application des documents NPCC relatifs à la fiabilité, les critères du NPCC;

29. Le coordonnateur de la fiabilité prend acte à la fois de cette décision et de l'acceptation par la Régie du contenu des normes de fiabilité de la NERC, de même que de l'adoption par la Régie de normes contenant une référence à un document du NPCC afin de préciser l'obligation de l'entité visée;

30. Conséquemment, après examen public dans le cadre des séances de travail découlant de la lettre du 6 décembre 2012 de la Régie, le coordonnateur de la fiabilité dépose en preuve au soutien de la présente demande amendée les documents du NPCC auxquels réfèrent spécifiquement certaines normes de fiabilité par un renvoi statique, c'est-à-dire à une version donnée du document, tel qu'il appert de la pièce HQCMÉ-7 document 5.1⁴¹;

31. Toute modification de la version de tels documents du NPCC requerra l'adoption par la Régie d'une nouvelle version de la norme de fiabilité visée, ce qui est conforme à la Loi et aux indications de la Régie dans la décision D-2011-068;

32. À l'instar des règles appliquées par la NERC, le coordonnateur de la fiabilité demandera à la Régie d'exclure ces documents du processus de sanction des normes dans le cadre de la phase II du présent dossier ». [nous soulignons]

[82] La Régie rappelle qu'elle a rejeté la demande du Coordonnateur de rendre obligatoire le respect des critères du NPCC par renvoi. Elle s'est exprimée comme suit à ce sujet dans la Décision :

« [206] La Régie constate que, bien que les documents NPCC désignés par le Coordonnateur comme étant obligatoires au sens de la Loi soient établis par un organisme avec lequel elle a conclu une entente, ce même organisme ne qualifie pas ces documents comme étant des normes de fiabilité.

⁴¹ Pièce B-123.

[207] *La Régie comprend de la Matrice CER et du Registre des entités, qu'à l'exception de certaines exigences de la norme PRC-018-1 qui rendent le critère A-15 du NPCC obligatoire par renvoi, seulement HQT, HQP et La Société en commandite hydroélectrique Manicouagan sont visées par ces renvois.*

[208] *La Régie s'assure que le transport d'électricité au Québec s'effectue conformément aux normes de fiabilité qu'elle adopte. En conséquence, tout critère ou élément normatif doit lui être soumis pour adoption sous forme de norme, afin que son respect devienne obligatoire.*

[209] *En vertu de l'article 85.7 de la Loi, la Régie peut rendre obligatoire le respect de normes de fiabilité mais non de critères.*

[210] *En conséquence, la Régie rejette la proposition du Coordonnateur de rendre obligatoire le respect de critères NPCC par simple renvoi relativement aux normes de fiabilité qu'elle adopte ». [nous soulignons]*

[83] À l'allégué 29 de sa demande amendée, le Coordonnateur prend acte, entre autres, de « *l'adoption par la Régie de normes contenant une référence à un document du NPCC afin de préciser l'obligation de l'entité visée* ». La Régie juge utile d'apporter une clarification quant à cette adoption dans la Décision partielle.

[84] De l'avis de la Régie, parmi les normes adoptées dans la Décision partielle, seule la norme FAC-001-0 comprend une exigence avec des références à des critères régionaux⁴²:

« E1. Le propriétaire d'installation de transport doit rédiger, tenir à jour et publier des exigences relatives au raccordement des installations pour assurer la conformité aux normes de fiabilité de la NERC, aux critères de planification et aux exigences relatives au raccordement des installations des organisations régionales et sous-régionales de fiabilité, de regroupement de réseaux et des propriétaires d'installation de transport individuels ». [nous soulignons]

⁴² Pièce B-96, HQCMÉ-6, document 1 révisé, norme FAC-001-0.

[85] Cependant, la Matrice d'application des normes de fiabilité, dont le contenu normatif a été accepté dans la Décision⁴³, indique qu'aucun document du NPCC n'est obligatoire pour l'application au Québec de l'ensemble des exigences de la norme FAC-001-0⁴⁴. Par conséquent, puisqu'aucun document du NPCC n'est obligatoire pour l'application de cette norme au Québec, aucun élément ou critère régional n'a à être soumis pour adoption sous forme de norme, conformément à la Décision.

[86] La Régie considère donc que l'adoption de la norme FAC-001-0 est tout à fait cohérente avec la Décision.

[87] De plus, la Régie note que la liste des documents du NPCC déposée par le Coordonnateur en 2013⁴⁵, ne cite aucune référence à un document du NPCC pour la norme FAC-001-0, ni pour la norme FAC-002-1 qui comprend une exigence semblable à celle de la FAC-001-0 citée précédemment.

[88] Comme la Régie a déjà statué sur les questions de renvois à des documents du NPCC contenant des critères ou éléments normatifs obligatoires, elle juge qu'il n'est pas nécessaire d'entendre, de nouveau, les participants sur ce sujet, ni de faire témoigner un représentant du NPCC afin de déterminer le caractère obligatoire des documents du NPCC cités en référence dans les normes applicables au Québec.

[89] Par ailleurs, la Régie note que le Coordonnateur précise, à l'allégué 32 de sa demande amendée déposée le 11 juillet 2013, qu'il demandera à la Régie d'exclure « *ces documents [NPCC] du processus de sanction des normes dans le cadre de la phase II du présent dossier* ».

[90] Bien que le Coordonnateur prévoit demander à la Régie de traiter cette proposition ultérieurement, la Régie, dans le cadre de la phase 1, se questionne sur l'adoption de normes avec certaines exigences référant à des documents du NPCC qui seraient exclus du processus de sanction des normes, ainsi que sur la pertinence d'adopter ces normes dans ce contexte. **La Régie s'attend à ce que les participants commentent cet aspect lors de leur argumentation.**

⁴³ Décision D-2011-068, p. 32, par. 126.

⁴⁴ Pièce B-55, HQCMÉ-2, document 6 révisé, p. 37 à 40.

⁴⁵ Pièce B-121, HQCMÉ-9, document 1 révisé.

2.2 ENJEUX SOULEVÉS PAR ÉLL/EBM ET NLH

[91] ÉLL/EBM allègue, quant à lui, que les enjeux qui demeurent en suspens ont trait essentiellement à l'application des normes par le biais du document proposé par le Coordonnateur intitulé « Application des normes de fiabilité au Québec » ainsi qu'à la référence aux documents du NPCC. L'intervenant indique qu'il n'a pas d'objection à faire part de ses commentaires par écrit. Il dépose une copie de modifications qu'il propose au document « Application des normes de fiabilité au Québec » et qui n'ont pas été intégrées à la version révisée dudit document⁴⁶.

[92] NLH, pour sa part, identifie comme enjeux demeurant à ce stade du dossier la définition et l'identification du réseau « Bulk » (BPS). En effet, l'intervenante allègue que la définition proposée par le Coordonnateur diffère de celle du Glossaire du NPCC (document A-07). De plus, de l'avis de NLH, le document A-10 du NPCC utilisé par le Coordonnateur pour identifier les éléments du BPS devrait être déposé puisque, selon NLH, « *le test et l'analyse utilisés pour identifier les éléments BPS demeurent ambigus* ». Par ailleurs, en ce qui a trait à la définition du RTP, l'intervenante allègue que le Coordonnateur devrait présenter la méthodologie utilisée pour identifier les installations du RTP dans le cadre du présent dossier et non dans un prochain dossier, tel qu'il le propose.

[93] Enfin, NLH maintient qu'elle considère toujours comme problématique le fait qu'il y ait différentes catégories d'éléments prescrits pour établir les contingences utilisées pour certaines normes TPL et FAC. L'intervenante précise qu'elle fera ses représentations par écrit, mais se réserve le droit d'intervenir à une éventuelle audience⁴⁷.

3. MODE PROCÉDURAL ET ÉCHÉANCIER POUR COMPLÉTER LA PHASE 1

[94] La Régie détermine qu'elle entendra l'argumentation des participants lors de l'audience prévue les 10 et 11 octobre 2013.

⁴⁶ Pièce C-3-40-ELL-EBM.

⁴⁷ Pièce C-4-42-NLH.

[95] En conséquence, la Régie fixe l'échéancier suivant pour le traitement du dossier en vue de compléter l'examen de la phase 1 :

25 septembre 2013, 12 h	Dépôt de la norme VAR-002 et de son Annexe révisée Dépôt de la preuve additionnelle de RTA (enjeux n° 1 (2.17, codification incomplète) et n° 2, selon les prescriptions de la présente décision)
2 octobre 2013, 12 h	Dépôt de la preuve additionnelle du Coordonnateur (enjeux RTA n° 1 (2.17, codification incomplète) et n° 2 selon les prescriptions de la présente décision), le cas échéant
10 et 11 octobre 2013, 9 h	Audience – Preuve additionnelle de RTA et du Coordonnateur (enjeu RTA n° 1 (2.17, libellé à supprimer)) et argumentation des participants

[96] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ORDONNE au Coordonnateur de se conformer à la Décision en codifiant l'exemption aux exigences précisées à la section 2.16 du Registre des installations à l'Annexe de la norme VAR-002 et de déposer l'Annexe de la norme révisée, ainsi que la norme;

DEMANDE à RTA d'identifier les normes, en précisant les exigences présentant une codification incomplète, dans les Annexes de ces normes, de la section 2.17 du Registre des installations, ainsi que, le cas échéant, les impacts sur ses activités de cette codification incomplète;

PERMET tant à RTA qu'au Coordonnateur, de faire valoir, en audience, leur position quant au maintien ou au retrait du segment de la section 2.17 du Registre des installations tel qu'identifié par RTA, soit « *la production totale de leurs installations de production de même que la charge de leur réseau* », en précisant les normes visées;

DEMANDE à RTA d'identifier, justifications à l'appui, les normes et les exigences en lien direct avec les obligations alléguées qui lui seraient imposées en matière de démonstration de la non-applicabilité d'exigences, selon la codification actuelle des Annexes de ces normes;

DEMANDE aux participants de lui indiquer, lors de leur argumentation, si, à leur avis, les transporteurs auxiliaires du Québec n'offrant pas de service de transport au sens de l'OATT peuvent être qualifiés de TSP au sens du modèle fonctionnel de la NERC, considérant la nature des activités qu'ils exercent;

DEMANDE également aux participants, dans l'hypothèse où les transporteurs auxiliaires du Québec seraient qualifiés de TSP, de commenter, au même moment, l'opportunité de préciser, dans l'Annexe de la norme, que l'exigence visée n'est applicable qu'aux TSP offrant un service de transport de point à point de type OATT et de codifier cette précision au Registre des entités visées;

DEMANDE aux participants de commenter, lors de leur argumentation, la demande d'adoption du document « Application des normes de fiabilité au Québec » et son libellé, considérant l'objectif poursuivi;

DEMANDE aux participants de commenter l'adoption de normes avec certaines exigences obligatoires référant à des documents du NPCC qui seraient exclus du processus de sanction des normes, ainsi que sur la pertinence d'adopter ces normes dans ce contexte;

FIXE le mode procédural et l'échéancier présenté à la section 3 ci-dessus pour le traitement du dossier en vue de compléter l'examen de la phase 1;

ORDONNE aux participants de se conformer à l'ensemble des éléments décisionnels de la présente décision, selon l'échéancier prévu.

Marc Turgeon
Régisseur

Louise Rozon
Régisseur

Françoise Gagnon
Régisseur

Représentants :

Énergie La Lièvre s.e.c. et Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (ÉLL/EBM) représenté par M^{es} Pierre Legault et Paule Hamelin;

Hydro-Québec représentée par M^c Jean-Olivier Tremblay;

Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) représentée par M^{es} André Turmel et Julie-Anne Pariseau;

Ontario Power Generation Inc. (OPG) représentée par M^c Louise Cadieux;

Rio Tinto Alcan inc. (RTA) représentée par M^c Pierre Grenier.