

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2015-059

R-3699-2009

4 mai 2015

Phase 1

PRÉSENTS :

Marc Turgeon

Louise Rozon

Françoise Gagnon

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

**Décision relative au traitement des normes de fiabilité en
suivi de la décision D-2011-068 – 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).

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION ET HISTORIQUE.....	6
2.	COMMENTAIRES GÉNÉRAUX	21
3.	ENJEUX GÉNÉRIQUES.....	23
3.1	Le document « application des normes de fiabilité au Québec ».....	23
3.2	La fonction <i>distributeur</i> (DP) en lien avec les transporteurs auxiliaires.....	36
3.3	La fonction <i>fournisseur de service de transport</i> (TSP) en lien avec les transporteurs auxiliaires	42
3.4	La fonction <i>responsable de l’approvisionnement</i> (LSE) en lien avec les réseaux municipaux	50
3.5	La définition du « Bulk Power System » (BPS) et les contingences à considérer pour les normes des familles FAC et TPL	54
3.6	Le renvoi à des critères du NPCC et à d’autres références externes	60
3.7	La réouverture d’enquête – exclusion des producteurs à vocation industrielle	75
4.	NORMES DE FIABILITÉ	95
5.	REGISTRE DES ENTITÉS VISÉES.....	180
6.	GLOSSAIRE	191
7.	FACTEURS DE RISQUE DES NORMES DE FIABILITÉ	198
8.	DEMANDES DE PAIEMENT DE FRAIS	200
	DISPOSITIF.....	203
	ANNEXE 1.....	207

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] 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 des sanctions relatif à l'application de ces normes (le Guide des sanctions).

[2] Le Coordonnateur déposait également, à la même date, 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.

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

[4] Lors de l'audience des 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 obligatoires du *Northeast Power Coordinating Council* (le NPCC) 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.

[5] 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.

[6] Le 13 mai 2011, la Régie rendait sa décision partielle D-2011-068 (la Décision) dans laquelle elle acceptait, notamment, 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.

[7] 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.

[8] 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, la Régie considérait que les deux registres relatifs à ces identifications formaient un tout indissociable et, par conséquent, devaient former un seul registre. En conséquence, elle demandait 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.

[9] Par ailleurs, la Régie exprimait la nécessité de tenir des rencontres entre les membres du personnel de la Régie et ceux du Coordonnateur afin de traiter de la concordance des textes français et anglais des normes.

[10] De plus, la Régie, dans la Décision, rejetait la proposition du Coordonnateur de rendre obligatoire le respect des critères NPCC par simple renvoi.

[11] Le 14 septembre 2011, la Régie approuvait un processus de consultation en prévision de dépôts, dans des dossiers futurs, de normes NERC ou NPCC approuvées par la *Federal Energy Regulatory Commission* (la FERC) ainsi que de normes spécifiques au Québec¹.

[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. Ce dépôt visait à permettre de valider les modifications apportées à la traduction des normes de fiabilité ainsi que celles visant l'ajout d'une Annexe à chacune des normes, conformément à la Décision.

¹ Décision D-2011-139, p. 11, par. 40.

[13] Le 4 mai 2012, la Régie tenait une séance de travail avec les participants afin de valider la concordance entre les textes français et anglais des normes CIP et FAC déposées et la concordance 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. Elle 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 et leur Annexe respective modifiées selon la Décision partielle. 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 leur Annexe respective, mentionnant avoir présenté ces pièces aux intervenants et obtenu leurs commentaires.

[18] À cette même date, le Coordonnateur proposait également le remplacement de 17 normes par des versions de ces normes « *légèrement amendées par la FERC* ». De plus, il proposait à la Régie, par souci d'efficacité, le retrait de 27 normes dont les versions avaient été modifiées ou mises à jour par la NERC et approuvées par la FERC, dans le but d'éviter à la Régie d'adopter inutilement des normes devenues obsolètes. Le Coordonnateur alléguait qu'il serait plus avantageux que les versions de ces normes

désuètes soient mises à jour et, par la suite, déposées pour adoption à la Régie dans le cadre d'un nouveau dossier.

[19] 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.

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

[21] Le 2 novembre 2012, le Coordonnateur déposait de nouveau 17 normes² déjà au dossier, ainsi que leur Annexe respective, mais dont les versions avaient été légèrement amendées par la NERC depuis leur dépôt initial³. Il fournissait également la justification des écarts entre le contenu normatif de la Matrice d'application et du Registre des installations et les dispositions particulières prévues aux Annexes de huit de ces 17 normes⁴.

[22] Le 16 novembre 2012, dans une correspondance adressée à la Régie, le Coordonnateur faisait le point sur l'ensemble des 95 normes à traiter au présent dossier⁵. Il maintenait sa proposition du 24 septembre 2012, tout en y apportant quelques ajustements. En effet, faisant suite aux commentaires émis par ÉLL-EBM quant au retrait des normes et dans l'objectif de compléter le présent dossier dans un souci d'efficacité et d'allègement réglementaire, le Coordonnateur modifiait sa proposition initiale.

[23] Dans sa nouvelle proposition, au lieu de retirer 27 normes du présent dossier, le Coordonnateur suggérait de n'en retirer que huit, devenues désuètes. Il expliquait que ces huit normes initialement déposées avaient été remplacées par de nouvelles versions ou de nouvelles normes, ou encore qu'elles étaient devenues sans objet au Québec. Sept d'entre elles seraient remplacées par six nouvelles versions de normes qui devraient être soumises

² Normes BAL-001-0.1a, BAL-003-0.1b, BAL-005-0.2b, COM-001-1.1, IRO-001-1.1, MOD-016-1.1, MOD-017-0.1, MOD-019-0.1, PER-001-0.2, PRC-005-1b, PRC-016-0.1, TOP-001-1a, TOP-002-2.1b, TPL-001-0.1, TPL-002-0b, TPL-003-0a et VAR-002-1.1b.

³ Pièce B-99, HQCMÉ-6, documents 1.2 et 2.2.

⁴ Pièce B-99, HQCMÉ-6, document 8.1, p. 6 et 7.

⁵ Pièce B-101.

au processus de consultation publique en prévision d'un dépôt dans un dossier ultérieur⁶. Le Coordonnateur proposait de retirer la huitième norme NUC-001-1 relative aux centrales nucléaires, étant donné la fermeture de la centrale Gentilly-2 en décembre 2012.

[24] Quant aux 19 autres normes⁷, le Coordonnateur soumettait, pour 18 d'entre elles, que leur version plus récente devrait être déposée dans le présent dossier. La norme FAC-014-1, figurant parmi ces 18 normes, avait déjà été adoptée dans la Décision partielle. Le Coordonnateur maintenait au dossier, dans sa version initiale, la 19^e norme, soit la norme PER-004-1.

[25] Le Coordonnateur faisait alors valoir que sa proposition de traitement des normes s'inscrivait dans la continuité du processus amorcé en 2009 et des décisions rendues à ce jour par la Régie, qu'elle permettrait à cette dernière de compléter adéquatement le présent dossier, et favoriserait « *l'adoption de normes de fiabilité complètes, valides, actuelles et aussi comparables à celles en vigueur dans le régime de fiabilité nord-américain* »⁸.

[26] Dans sa lettre procédurale du 21 novembre 2012, la Régie demandait aux intervenants de lui transmettre leurs commentaires sur la nouvelle proposition du Coordonnateur du 16 novembre 2012, auxquels le Coordonnateur pourrait répliquer au plus tard le 28 novembre 2012.

[27] Le 26 novembre 2012, les intervenants commentaient la proposition de traitement des normes par le Coordonnateur.

[28] ÉLL-EBM faisait valoir son désaccord avec la démarche du Coordonnateur qu'il jugeait inadéquate, en ce qu'elle impliquait, notamment pour le retrait des huit normes, qu'une nouvelle formation finalise l'adoption de normes déjà considérées par la présente formation⁹.

⁶ La norme EOP-005-2 remplace la norme EOP-005-1, la norme EOP-006-2 remplace la norme EOP-006-1, la norme EOP-008-1 remplace la norme EOP-008-0, la norme IRO-005-3.1a remplace la norme IRO-005-1, la norme MOD-004-1 remplace les normes MOD-006-0 et MOD-007-0 et la norme PER-003-1 remplace la norme PER-003-0.

⁷ Normes BAL-002-0, BAL-006-1, CIP-001-1, EOP-001-0, EOP-002-2, INT-003-2, INT-005-2, INT-006-2, INT-008-2, IRO-002-1, IRO-004-1, IRO-006-4, MOD-021-0, PER-004-1, PRC-004-1, TOP-003-0, TOP-005-1, TOP-006-1 et VAR-001-1.

⁸ Pièce B-101, p. 4.

⁹ Pièce C-3-33-ELL-EBM, p. 1 et 2.

[29] NLH indiquait, entre autres, qu'elle ne s'opposait pas au retrait des normes, pourvu que cela soit pleinement justifié par le Coordonnateur¹⁰. Quant à RTA, en plus de commenter spécifiquement le dépôt de certaines normes, elle soumettait qu'elle « *a été confrontée à de nombreuses difficultés pour apprécier l'ampleur des ajouts, retraits, versions et modifications apportés par le Coordonnateur, tout en voulant s'assurer du suivi des décisions rendues par la Régie dans ce dossier* »¹¹.

[30] 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 demandait au Coordonnateur de déposer les nouvelles versions des sept normes qu'il prévoyait déposer dans un dossier ultérieur. Elle annonçait également la tenue de cinq séances de travail, planifiées selon les différentes familles de normes, et demandait au Coordonnateur de procéder au dépôt du reste des normes et leur Annexe respective pertinentes à l'examen du dossier.

[31] 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 leur Annexe respective 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.

[32] Les 7 et 14 décembre 2012, le Coordonnateur déposait le reste des normes et leur Annexe respective qui complétaient l'ensemble des normes qui feraient l'objet des séances de travail. En particulier, le Coordonnateur déposait 21 nouvelles versions de normes, en remplacement de celles dont le contenu normatif avait été accepté dans la Décision¹².

[33] Le 7 décembre 2012, le Coordonnateur déposait également une nouvelle version du Registre des entités visées¹³.

¹⁰ Pièce C-4-37-NLH, p. 2.

¹¹ Pièce C-5-33-RTA, p. 4.

¹² Pièce B-105, HQCMÉ-6, document 1.3 (version française) et pièce B-105, HQCMÉ-6, document 2. 3 (version anglaise).

¹³ Pièce B-105, HQCMÉ-6, document 7 (version française) et pièce B-105, HQCMÉ-6, document 7.1 (version anglaise).

[34] 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 et 14 décembre 2012.

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

[36] 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 ont été versées au dossier.

[37] Les 30 mai et 7 juin 2013, le Coordonnateur déposait une version révisée des familles de certaines normes, modifiées à la suite des engagements auxquels il avait souscrit lors des séances de travail et conformément à la Décision ainsi qu'à la Décision partielle¹⁴.

¹⁴ Pièce HQCMÉ-8, document 1.1 révisé, normes de fiabilité de la NERC – CIP (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.1 révisé, normes de fiabilité de la NERC – CIP (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.2 révisé, normes de fiabilité de la NERC – COM (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.2 révisé, normes de fiabilité de la NERC – COM (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.3 révisé, normes de fiabilité de la NERC – FAC (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.3 révisé, normes de fiabilité de la NERC – FAC (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.4 révisé, normes de fiabilité de la NERC – BAL (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.4 révisé, normes de fiabilité de la NERC – BAL (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.5 révisé, normes de fiabilité de la NERC – INT (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.5 révisé, normes de fiabilité de la NERC – INT (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.6 révisé, normes de fiabilité de la NERC – PER (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.6 révisé, normes de fiabilité de la NERC – PER (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.7 révisé, normes de fiabilité de la NERC – IRO (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.7 révisé, normes de fiabilité de la NERC – IRO (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.8 révisé, normes de fiabilité de la NERC – TOP (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.8 révisé, normes de fiabilité de la NERC – TOP (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.9 révisé, normes de fiabilité de la NERC – EOP (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.9 révisé, normes de fiabilité de la NERC – EOP (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.10 révisé, normes de fiabilité de la NERC – MOD (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.10 révisé, normes de fiabilité de la NERC – MOD (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.11 révisé, normes de fiabilité de la NERC – TPL (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.11 révisé, normes de fiabilité de la NERC – TPL (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.12 révisé, normes de fiabilité de la NERC – PRC (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.12 révisé, normes de fiabilité de la NERC – PRC (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.13 révisé, normes de fiabilité de la NERC – VAR (version française) et pièce HQCMÉ-8, document 2.13 révisé, normes de fiabilité de la NERC – VAR (version anglaise).

[38] Le 30 mai 2013, le Coordonnateur déposait également une version révisée des facteurs de risque de non-conformité des normes de fiabilité.

[39] Le 7 juin 2013, à la suite des engagements auxquels il avait souscrit lors des séances de travail et conformément à la Décision ainsi qu'à la Décision partielle, le Coordonnateur déposait une version révisée du Glossaire et du Registre des entités visées ainsi qu'une liste des documents du NPCC auxquels réfèrent les normes.

[40] Entre les 10 et 12 juin 2013, NLH, ÉLL-EBM et RTA transmettaient à la Régie la liste de leurs enjeux respectifs qui demeuraient, selon eux, à la suite des séances de travail.

[41] 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.

[42] Le 26 juin 2013, la Régie demandait au Coordonnateur de déposer, au plus tard le 4 juillet 2013, les réponses aux engagements auxquels il avait souscrit 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.

[43] 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.

[44] Le 4 juillet 2013, le Coordonnateur faisait suite aux engagements auxquels il avait souscrit lors de la dernière séance de travail et déposait, aux fins d'adoption par la Régie, des versions révisées du Glossaire et des normes des familles PRC¹⁵ et VAR.

¹⁵ Pièce B-120, HQCMÉ-8, document 1.12 révisé (version française) et pièce B-120, HQCMÉ-8, document 2.12 révisé (version anglaise).

[45] Le 11 juillet 2013, le Coordonnateur déposait sa demande amendée relative 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 des versions révisées du Glossaire¹⁶ et des normes des familles EOP¹⁷ et TOP¹⁸.

[46] Le Coordonnateur déposait également, entre autres, la liste des documents du NPCC ainsi que les documents du NPCC (version originale anglaise) qui y étaient énumérés et auxquels référaient 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 » (le Document d'application) dont il requérait l'adoption par la Régie.

[47] Les 22 et 23 juillet 2013, les intervenants déposaient leur liste respective des enjeux qui demeuraient, selon eux, à ce stade du dossier, en identifiant le mode procédural préconisé pour en débattre.

[48] Le 24 juillet 2013, le Coordonnateur commentait les dernières correspondances transmises par les intervenants.

[49] 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.

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

[51] Le 13 septembre 2013, le Coordonnateur informait la Régie qu'il avait constaté des erreurs cléricales dans la demande amendée déposée le 11 juillet 2013. À l'allégué 30 de la demande amendée, la référence à la pièce HQCMÉ-7, document 5.1 devait être remplacée par une référence à la pièce HQCMÉ-9, document 1, déjà produite.

¹⁶ Pièce B-121, HQCMÉ-6, document 5 révisé (version française) et pièce B-121, HQCMÉ-6, document 6 révisé (version anglaise).

¹⁷ Pièce B-121, HQCMÉ-8, document 1.8 révisé (version française) et pièce B-121, HQCMÉ-8, document 2.8 révisé (version anglaise).

¹⁸ Pièce B-121, HQCMÉ-8, document 1.9 révisé (version française) et pièce B-121, HQCMÉ-8, document 2.9 révisé (version anglaise).

[52] Le 18 septembre 2013, la Régie rendait sa décision D-2013-149 (la Décision procédurale) dans laquelle elle fixait le mode procédural afin de traiter des enjeux soulevés par les intervenants ainsi que l'échéancier pour compléter l'examen de la phase 1 du présent dossier, y compris la tenue d'une audience les 10 et 11 octobre 2013. Dans cette décision, la Régie demandait également à RTA et au Coordonnateur de soumettre des dépôts additionnels. Notamment, en ce qui a trait à l'enjeu n^o 1 de RTA en lien avec la codification de la section 2.16 du Registre des installations dans l'Annexe de la norme VAR-002-1.1b, la Régie ordonnait au Coordonnateur de se conformer à la Décision en codifiant, dans l'Annexe de cette norme, l'exemption précisée à ladite section 2.16 à l'égard de certaines exigences de la norme. Elle lui demandait également de déposer de nouveau cette norme et son Annexe ainsi modifiée.

[53] Le 25 septembre 2013, conformément à la Décision procédurale, le Coordonnateur déposait la norme VAR-002-2.1b¹⁹ ainsi que son Annexe révisée et RTA déposait, sous la forme d'un mémoire, une preuve additionnelle relative à ses enjeux n^{os} 1 et 2.

[54] Le 27 septembre 2013, ÉLL-EBM déposait des commentaires, en sollicitant l'autorisation de la Régie afin d'effectuer des représentations lors de l'audience des 10 et 11 octobre 2013, en sus de ce qui était prévu à ce moment.

[55] Le 2 octobre 2013, le Coordonnateur faisait suite à la Décision procédurale. Il avisait alors la Régie qu'il ne produirait aucun nouveau document et commentait les dépôts récents de RTA et d'ÉLL-EBM. Dans le but d'alléger l'audience à venir, le Coordonnateur informait la Régie qu'il acceptait de donner suite à certaines demandes exprimées par RTA dans son mémoire et qu'il soumettrait à la Régie, suivant la demande de cette dernière au paragraphe 68 de la Décision procédurale, que les transporteurs auxiliaires du Québec n'offrant pas un service de transport au sens de l'*Open Access Transmission Tariff* (OATT) ne devraient pas être qualifiés de *fournisseurs de service de transport* (TSP) au sens du modèle fonctionnel de la NERC.

¹⁹ Pièce B-124, HQCMÉ-8, document 1.13 révisé (version française) et pièce B-124, HQCMÉ-8, document 2.13 révisé (version anglaise).

[56] Le 3 octobre 2013, la Régie transmettait aux participants une correspondance afin de planifier la tenue de l'audience, dans laquelle elle donnait également des instructions supplémentaires à celles précisées dans la Décision procédurale, en prévision de l'audience.

[57] Le 7 octobre 2013, ÉLL-EBM, NLH et RTA transmettaient les informations demandées par la Régie en ce qui avait trait à l'audience. NLH demandait à la Régie un délai pour répondre à l'argumentation du Coordonnateur, soit jusqu'au 16 octobre 2013.

[58] Le 7 octobre 2013, le Coordonnateur déposait une demande ré-amendée modifiant les erreurs cléricales annoncées dans sa correspondance du 13 septembre 2013.

[59] Le 8 octobre 2013, la Régie transmettait le calendrier de l'audience prévue les 10 et 11 octobre 2013 et, à des fins d'efficacité, demandait aux participants de s'en tenir aux aspects essentiels de leur preuve et d'optimiser les temps prévus pour les témoignages et contre-interrogatoires, afin de respecter l'échéancier fixé.

[60] La Régie a tenu l'audience les 10 et 11 octobre 2013. Au cours de cette audience, le Coordonnateur déposait, pour adoption, les versions modifiées des normes EOP-005-2, IRO-003-2, IRO-005-3.1a et TOP-001-1.a²⁰ afin de refléter les propositions de modifications annoncées dans sa correspondance du 2 octobre 2013 et les récentes discussions avec RTA. Le Coordonnateur déposait également les versions modifiées des normes MOD-010-0, MOD-012-0, PRC-004-2a, PRC-007-0, PRC-008-0, PRC-009-0, PRC-015-0 et PRC-016-0.1²¹ reflétant la proposition subsidiaire du Coordonnateur de supprimer toute référence à l'*organisation régionale de fiabilité* (RRO) ou à des normes qui n'avaient pas été déposées et qui n'étaient pas en vigueur aux États-Unis.

[61] À l'issue de l'audience, la Régie acceptait la demande de délai de NLH pour le dépôt de son argumentation écrite et avisait le Coordonnateur qu'il devrait déposer sa réplique au plus tard le 23 octobre 2013 à 16 h.

²⁰ Pièce B-128, HQCMÉ-11, document 2.1 (version française) et pièce B-129, HQCMÉ-11, document 2.2 (version anglaise).

²¹ Pièce B-130, HQCMÉ-11, document 3.1 (version française) et pièce B-131, HQCMÉ-11, document 3.2 (version anglaise).

[62] Le 16 octobre 2013, NLH avisait la Régie qu'elle ne pourrait pas déposer son argumentation écrite à la date prévue, pour des raisons hors de son contrôle, et qu'elle ne serait pas en mesure de la déposer avant le 21 octobre 2013.

[63] Le 18 octobre 2013, la Régie prenait acte du contenu de la correspondance de NLH et l'informait qu'elle attendrait son argumentation écrite au plus tard le 21 octobre 2013 à 12 h. Dans cette même correspondance, la Régie informait également le Coordonnateur qu'elle attendrait sa réplique finale au plus tard le 28 octobre 2013 à 12 h.

[64] Le 21 octobre 2013, NLH déposait son argumentation écrite.

[65] Le 28 octobre 2013, le Coordonnateur déposait sa réplique finale. La Régie entamait son délibéré à cette date.

[66] Le 30 octobre 2013, la Régie rendait sa décision partielle D-2013-176 adoptant un deuxième bloc de 35 normes et leur Annexe respective en suivi de la Décision²², dans leurs versions française et anglaise. Cette décision comprenait l'adoption, de nouveau, de 11 normes déjà adoptées et dont les Annexes avaient été modifiées, ainsi que l'adoption de la norme FAC-014-2 en remplacement de la norme FAC-014-1 également déjà adoptée.

[67] Le 20 mars 2014, la Régie rendait sa décision partielle D-2014-048, en suivi de la Décision, dans laquelle, entre autres, elle décidait :

- d'adopter un troisième bloc de sept normes et leur Annexe respective dans leurs versions française et anglaise²³;
- de demander au Coordonnateur de déposer les Annexes de la norme VAR-002-1.1b modifiées selon les prescriptions de la décision relativement à l'exigence E2 de la norme;

²² Normes BAL-002-1, BAL-003-0.1b, BAL-005-0.2b, BAL-006-2, CIP-003-1, CIP-004-1, CIP-005-1, CIP-006-1, CIP-007-1, CIP-008-1, CIP-009-1, COM-001-1.1, COM-002-2, EOP-001-2.1b, EOP-002-3.1, EOP-003-1, FAC-001-0, FAC-003-1, FAC-008-1, FAC-013-1, FAC-014-2, INT-003-3, INT-007-1, INT-009-1, INT-010-1, IRO-014-1, IRO-015-1, IRO-016-1, MOD-016-1.1, MOD-020-0, PER-001-0.2, PER-002-0, PER-004-1, TOP-004-2 et TOP-007-0.

²³ Normes CIP-002-1, FAC-009-1, INT-005-3, INT-008-3, PRC-001-1, TOP-008-1 et VAR-001-2.

- de demander au Coordonnateur d'entreprendre un processus de consultation publique des normes EOP-005-2, EOP-006-2, EOP-008-1, IRO-005-3.1a, PER-003-1 et MOD-004-1 et de leur Annexe respective, dès que possible;
- d'autoriser le retrait des normes EOP-009-0, MOD-006-0, MOD-007-0 et NUC-001-1.

[68] Le 28 mars 2014, le Coordonnateur déposait une nouvelle version de la norme VAR-002-1.1b, en suivi de la décision D-2014-048.

[69] Le 1^{er} avril 2014, la Régie transmettait une correspondance au Coordonnateur dans laquelle elle constatait que l'Annexe de la norme VAR-002-1.1b déposée le 28 mars 2014 ne reflétait pas le contenu normatif de la section 2.16 du Registre des installations déjà accepté dans la Décision, en ce qui a trait au point d'application de la consigne de tension à respecter par les *exploitants d'installation de production* (GOP) qui ne sont pas *propriétaires d'installation de transport* (TOP). Par conséquent, la Régie demandait au Coordonnateur, dans cette même correspondance, de se conformer au paragraphe 156 de la décision D-2014-048, dans le délai prévu au paragraphe 157 de cette décision.

[70] Le 3 avril 2014, faisant suite à la correspondance de la Régie, le Coordonnateur demandait un délai supplémentaire jusqu'au 10 avril 2014 pour le dépôt des documents demandés.

[71] Le 4 avril 2014, la Régie accordait au Coordonnateur le délai supplémentaire requis pour le dépôt de ces documents.

[72] Le 9 avril 2014, le Coordonnateur déposait une nouvelle version de la norme VAR-002-1.1b, en suivi de la décision D-2014-048 et de la lettre transmise par la Régie le 4 avril 2014.

[73] Le 2 septembre 2014, la Régie transmettait aux participants une correspondance les informant d'une réouverture d'enquête, afin d'obtenir du Coordonnateur des précisions relatives aux normes TOP-002-2.1b et TOP-006-2. La Régie prévoyait, dans cette même

correspondance, un échéancier pour le dépôt des commentaires des intervenants sur les informations à être déposées par le Coordonnateur ainsi que pour le dépôt de la réplique du Coordonnateur aux commentaires des intervenants.

[74] Le 9 septembre 2014, le Coordonnateur demandait une prolongation du délai d'une semaine pour déposer les informations demandées par la Régie, en précisant qu'il devait déposer en preuve des éléments à caractère technique requérant un délai plus long que celui imparti par la Régie.

[75] À cette même date, la Régie acceptait la prolongation du délai demandé par le Coordonnateur et modifiait l'échéancier prévu pour le dépôt des commentaires ainsi que pour la réplique du Coordonnateur.

[76] Le 16 septembre 2014, le Coordonnateur déposait les informations requises par la Régie.

[77] Le 18 septembre 2014, RTA demandait une prolongation d'une semaine du délai fixé par la Régie pour le dépôt des commentaires des intervenants.

[78] Le 19 septembre 2014, la Régie acceptait la prolongation de délai demandée par RTA et fixait un nouvel échéancier pour le dépôt des commentaires des intervenants et la réplique du Coordonnateur.

[79] RTA déposait ses commentaires le 30 septembre 2014, auxquels le Coordonnateur répliquait le 7 octobre 2014.

[80] Le 21 octobre 2014, dans le cadre de la phase 2 du dossier, la Régie demandait au Coordonnateur de déposer le Guide des sanctions amendé au plus tard le 24 novembre 2014. Elle informait également les participants qu'elle déposait les copies de la seconde entente qu'elle avait conclue en septembre 2014 avec le NPCC et la NERC, et du Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes de fiabilité du Québec (PSCAQ) pour fins de référence.

[81] Le 25 novembre 2014, le Coordonnateur déposait, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, le Guide des sanctions amendé ainsi qu'une seconde requête. Dans sa seconde requête, le Coordonnateur demandait que la mise en vigueur de 36 normes désuètes aux États-Unis ou qui le deviendront d'ici le 1^{er} juillet 2015 soit suspendue. Cependant, le Coordonnateur soumettait qu'il était important que la Régie poursuive l'adoption des normes dont l'examen était en cours dans le cadre de la phase 1, y compris celles identifiées comme désuètes, notamment « *pour assurer les fondements sur lesquels reposeront les versions subséquentes de ces normes* »²⁴.

[82] Le 11 décembre 2014, la Régie transmettait aux participants le calendrier de traitement de la phase 2 du dossier.

[83] Le 19 décembre 2014, la Régie rendait, en suivi de la Décision, sa décision partielle D-2014-216 relative aux phases 1 et 2, dans laquelle, entre autres, elle décidait :

- d'adopter la norme BAL-001.01a et de son Annexe dans leurs versions française et anglaise;
- de mettre en vigueur au Québec des normes de la NERC suivantes, ainsi que leur Annexe respective, au 1^{er} avril 2015 : BAL-001-0.1a, BAL-002-1, BAL-006-2, COM-001-1.1, EOP-001-2.1b, IRO-014-1, IRO-015-1, IRO-016-1, PER-001-0.2, TOP-004-2, TOP-007-0 et TOP-008-1, dans le cadre d'un régime obligatoire de fiabilité sans l'application de sanctions.

[84] Dans la présente décision, la Régie traite des enjeux débattus lors de l'audience d'octobre 2013, de l'enjeu ayant fait l'objet de la réouverture d'enquête en 2014 ainsi que d'autres enjeux spécifiques (les Enjeux génériques), d'un quatrième bloc de normes²⁵, du Registre des entités visées, du Glossaire et des Facteurs de risque de non-conformité. La Régie statue également sur les demandes de paiement de frais soumises par ÉLL-EBM et RTA en 2013 et 2014.

²⁴ Pièce B-145, HQCMÉ-1, document 2, p. 12.

²⁵ Normes BAL-004-0, CIP-001-2a, EOP-004-1, FAC-002-1, FAC-010-2.1, FAC-011-2, INT-001-3, INT-004-2, INT-006-3, IRO-001-1.1, IRO-002-2, IRO-003-2, IRO-004-2, IRO-006-5, MOD-010-0, MOD-012-0, MOD-017-0.1, MOD-018-0, MOD-019-0.1, MOD-021-0, PRC-004-2a, PRC-005-1b, PRC-007-0, PRC-008-0, PRC-009-0, PRC-010-0, PRC-011-0, PRC-015-0, PRC-016-0.1, PRC-017-0, PRC-018-1, PRC-021-1, PRC-022-1, TOP-001-1a, TOP-002-2.1b, TOP-003-1, TOP-005-2a, TOP-006-2, TPL-001-0.1, TPL-002-0b, TPL-003-0a, TPL-004-0 et VAR-002-1.1b.

2. COMMENTAIRES GÉNÉRAUX

[85] Dans la Décision, la Régie a accepté le contenu des 95 normes de fiabilité de la NERC et les facteurs de risque associés, tels que déposés. Elle a également accepté les aspects normatifs québécois contenus dans le Registre des entités, le Registre des installations et les Matrices d'application.

[86] Dans cette même décision, la Régie a demandé au Coordonnateur de codifier aux Annexes des normes non seulement les aspects normatifs à caractère technique contenus dans le Registre des entités, le Registre des installations et les Matrices d'application et les aspects normatifs à caractère administratif, mais également les précisions, interprétations, particularités, exceptions, variantes ou autres nuances susceptibles d'avoir un impact sur la vérification de la conformité²⁶.

[87] Cependant, la Régie jugeait qu'une exigence applicable à une *organisation régionale de fiabilité* (RRO) qui n'est pas une entité visée par la *Loi sur la Régie de l'énergie*²⁷ (la Loi) ainsi qu'une exigence applicable à un dispositif qui n'existe pas au Québec ou à une pratique qui n'est pas en usage au Québec, ne devaient pas être considérées comme une variante pour application au Québec et ne requéraient donc pas la codification d'une exclusion à la norme en question²⁸.

[88] Par ailleurs, dans la Décision, 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 à la nécessité que des rencontres soient tenues entre les membres du personnel de la Régie et ceux du Coordonnateur afin de traiter de cette problématique²⁹.

[89] Lors des séances de travail des 19 février et 12 mars 2013, le Coordonnateur a souscrit à des engagements reflétant la nécessité de modifier la structure des Annexes des

²⁶ Décision D-2011-068, p. 31, par. 122.

²⁷ RLRQ, c. R-6.01.

²⁸ Décision D-2011-068, p. 33, par. 131 et p. 34, par. 132.

²⁹ Décision D-2011-068, p. 34, par. 134.

normes, afin de clarifier davantage l'application des normes au Québec, compte tenu des préoccupations exprimées lors de ces séances de travail³⁰. Le Coordonnateur a révisé, en conséquence, les Annexes de l'ensemble des normes afin de reproduire ces divers changements.

[90] La Régie est d'avis que la nouvelle structure des Annexes de l'ensemble des normes déposées clarifie l'application des normes au Québec, conformément aux objectifs exprimés dans la Décision et dans la Décision partielle.

[91] À la suite des séances de travail au cours desquelles l'ensemble des familles de normes a été traité, tant au niveau de la concordance des textes français et anglais des normes que des aspects relevés par les intervenants dans leurs commentaires, le Coordonnateur a déposé 92 normes pour adoption au lieu des 95 normes déposées initialement.

[92] Les enjeux demeurant au dossier à l'issue des séances de travail, identifiés par les intervenants, ont été débattus lors de l'audience d'octobre 2013.

[93] Dans le cadre du suivi de la Décision, la Régie rappelle qu'elle a examiné la proposition du Coordonnateur de soumettre pour examen des versions plus récentes de certaines normes dans un souci d'efficacité, afin que ne soient pas adoptées des normes déposées initialement en mai 2009 et devenues désuètes depuis. La Régie a reconnu, pour certaines normes, l'à-propos de la proposition du Coordonnateur, dans un souci d'efficacité³¹, puisque ce dernier alléguait également que l'impact du changement de version sur les entités visées serait faible ou modéré³².

[94] La Régie a reconnu que des changements de version mineurs se limitant à la correction de coquilles par la NERC ou à l'ajout d'une annexe interprétative ne modifieraient pas la teneur des exigences d'une norme dont le contenu normatif avait été accepté dans la Décision et, par conséquent, n'avaient pas d'impact sur l'application de la norme³³.

³⁰ Pièce B-110, HQCMÉ-7, document 1, p. 3, engagement 1 et pièce B-111, HQCMÉ-7, document 2, p. 3, engagement 1, p. 4, engagement 5 et p. 6, engagement 13.

³¹ Décision D-2013-176, p. 19, par. 77, p. 22, par. 91, p. 23, par. 97 et p. 26, par. 112.

³² Pièce B-101, tableau 2.

³³ Décision D-2013-176, p. 22, par. 90 et 91.

[95] De plus, la Régie a établi comme principe que, bien que l'ajout d'une annexe interprétative par la NERC à même le texte d'une norme puisse clarifier le texte des exigences d'une norme, cet ajout ne modifiait pas la teneur des exigences de la norme aux fins du suivi de la Décision³⁴.

[96] Outre l'enjeu ayant fait l'objet de la réouverture d'enquête en 2014 et les enjeux débattus lors de l'audience, la Régie traite également, dans la présente décision, de certains enjeux sur lesquels elle juge utile de se prononcer.

[97] Le tableau 1 présenté en annexe répertorie l'ensemble des normes, selon leur traitement respectif dans le cadre du dossier :

- les normes déjà adoptées;
- les normes traitées dans la présente décision;
- les normes adoptées dans la présente décision;
- les normes à déposer de nouveau dans le cadre d'un prochain dossier;
- les normes déjà mises en vigueur.

[98] Le tableau 2 en annexe présente un récapitulatif du traitement de l'ensemble des normes au dossier.

3. ENJEUX GÉNÉRIQUES

3.1 **LE DOCUMENT « APPLICATION DES NORMES DE FIABILITÉ AU QUÉBEC »**

[99] Au cours de la séance de travail du 15 mai 2013, le Coordonnateur s'engage à :

« [f]aire 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,

³⁴ Décision D-2013-176, p. 22, par. 90.

*incluant l'ajout d'une référence au critère A-10 pour le réseau « Bulk »*³⁵. [nous soulignons]

[100] Le Coordonnateur transmet une proposition de texte aux participants et à la Régie le 6 juin 2013.

[101] Par la suite, le Coordonnateur dépose le Document d'application³⁶, pour adoption, dans sa demande amendée³⁷.

[102] Le Coordonnateur précise, dans sa demande amendée, que ce document fait « *partie intégrante de chaque norme* ». Il allègue également que « *[c]e document est nécessaire afin de prévoir les règles d'interprétation des documents et dissiper tout doute à cet égard* »³⁸.

[103] Lors de l'audience du 11 octobre 2013, le Coordonnateur réitère que sa proposition « *formalise que le domaine d'application des normes par défaut est le système de production-transport conformément à la décision et à la loi, clarifie le lien entre le Registre, les normes et leurs annexes et elle précise le statut du Glossaire comme faisant partie intégrante des normes* »³⁹.

[104] Dans son plan d'argumentation, le Coordonnateur indique que le Document d'application est de la même nature que le Glossaire, dont il demande également l'adoption, et que les définitions du Glossaire font partie des normes de fiabilité, « *tout comme les définitions font partie des Tarifs et conditions* »⁴⁰.

[105] Le Coordonnateur ajoute également qu' « *[a]ucun autre document ne prévoit que le champ d'application par défaut des normes est le système de production-transport d'électricité. Cette précision est nécessaire, d'autant plus qu'elle a fait l'objet de débats devant la Régie, dont atteste la décision D-2011-068* »⁴¹.

³⁵ Pièce B-119, HQCMÉ-7, document 5, p. 6, engagement 10.

³⁶ Pièce B-121, HQCMÉ-10, document 1.

³⁷ Pièce B-126, demande ré-amendée, p. 4, allégué 26.

³⁸ Pièce B-126, demande ré-amendée, p. 4, allégués 26 et 27.

³⁹ Pièce A-90-2, p. 126.

⁴⁰ Pièce B-132, par. 58.

⁴¹ Pièce B-132, par. 59.

[106] Le Coordonnateur rappelle la Décision procédurale dans laquelle la Régie indique que sa proposition va au-delà de l'objectif recherché par l'engagement auquel il a souscrit lors de la séance de travail :

« [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 précédemment [note de bas de page omise], qui vise à préciser la portée du Registre des entités visées à l'égard de l'application des normes de fiabilité »⁴².

[107] Le Coordonnateur soutient, en outre, qu'il n'est aucunement lié dans ses propositions ou dans sa requête par le libellé d'un engagement souscrit lors d'une séance de travail⁴³. Selon lui, la réponse à l'engagement ne peut se faire valablement dans le Registre des entités. Il fait valoir que :

« le Registre doit identifier les entités visées par les normes, mais non préciser la portée des normes. La portée des normes, ce qui est synonyme de leur applicabilité ou leur champ d'application, doit se faire dans le texte de la norme elle-même. Chaque norme le prévoit d'ailleurs spécifiquement, que ce soit dans la norme originale de la NERC ou dans l'Annexe Québec »⁴⁴.

[108] Le Coordonnateur est d'avis que cette approche est conforme à celle exprimée par la Régie dans la Décision lorsqu'elle demande la fusion des registres et refuse d'approuver les Matrices d'application des normes, notamment, parce qu'il n'est pas souhaitable que des éléments d'information ou d'interprétation apparaissent dans des documents autres que les normes et leurs Annexes⁴⁵.

[109] Le Coordonnateur en conclut que le libellé de l'engagement visant à préciser la portée du Registre des entités à l'égard de l'application des normes ne peut se faire à même le Registre et ne devrait pas, par conséquent, être interprété au-delà de la Loi qui

⁴² Pièce B-132, par. 61.

⁴³ Pièce B-132, par. 62.

⁴⁴ Pièce B-132, par. 65.

⁴⁵ Pièce B-132, par. 66.

prévoit que le Registre « *identifie les entités visées par les normes de fiabilité* ». Ainsi, le Coordonnateur fait valoir que sa proposition d'adoption d'un document présentant l'ensemble des outils liés aux normes de fiabilité et qui en fait partie intégrante est la « *meilleure façon de procéder dans les circonstances* »⁴⁶.

[110] À l'audience du 11 octobre 2013, ÉLL-EBM argumente que la Régie ne devrait pas adopter le Document d'application et précise ce qui suit :

- Le Document d'application va au-delà de l'engagement qui demandait une simple description de la portée du Registre⁴⁷.
- Le Document d'application fait table rase de l'historique du dossier avec ses documents et décisions antérieures⁴⁸.
- Dans ses décisions, la Régie a déjà statué sur le contenu des normes et les aspects normatifs se retrouvant dans d'autres documents devant être intégrés dans les Annexes des normes⁴⁹.
- Les aspects ayant trait au champ d'application ont déjà été clarifiés dans les décisions de la Régie⁵⁰.
- Le Glossaire étant un outil de référence et non pas une norme, il ne devrait pas être considéré comme « faisant partie intégrante » de la norme, tel que décrit dans le Document d'application⁵¹.
- Si la Régie considère que, dans certains cas, des clarifications quant aux installations visées ne sont pas nécessaires pour l'application de la norme, elle devra préciser de façon claire quelle est la portée du Registre des entités visées et que « *la norme va nécessiter la lecture du registre pour bien comprendre que la boucle est effectivement bouclée* ». À cet effet, l'intervenant propose deux solutions⁵² :

⁴⁶ Pièce B-132, par. 67 et 68.

⁴⁷ Pièce A-90-2, p. 137.

⁴⁸ Pièce A-90-2, p. 138.

⁴⁹ Pièce A-90-2, p. 139 et 140.

⁵⁰ Pièce A-90-2, p. 143 et 144.

⁵¹ Pièce A-90-2, p. 144 et 145.

⁵² Pièce A-90-2, p. 152.

- solution 1 : lorsque nécessaire, indiquer une référence au Registre des entités visées dans l'Annexe de la norme;
- solution 2 : indiquer clairement dans la décision de la Régie la portée du Registre des entités visées pour « *les fins de lecture et d'interprétation de la norme* ».

[111] ÉLL-EBM rappelle que l'objectif, dans le contexte des séances de travail, était de « *peut-être mieux définir au registre quelle était sa portée. Mais je pense que la solution première quant à nous, c'est effectivement de s'assurer que l'Annexe Québec reflète bien les particularités tel que ça a été indiqué dans vos décisions* »⁵³.

[112] L'intervenant cite également le paragraphe 122 de la Décision⁵⁴ au soutien de sa prétention à l'effet que les textes de normes doivent être complets en eux-mêmes, afin d'en permettre l'application et doivent permettre à l'entité visée de savoir si elle peut ou non être visée par une exigence et de faire la démonstration de son assujettissement, dans le cadre d'une vérification de conformité :

*« Les précisions, interprétations, particularités, exceptions, variantes ou autres nuances en lien avec une norme de fiabilité, apportées par le Coordonnateur et susceptibles d'avoir un impact sur la vérification de la conformité, doivent être codifiées dans une annexe propre à cette norme, afin que les textes des normes de fiabilité soient complets en eux-mêmes pour ce qui est de l'identification des entités visées et de l'identification des exigences à satisfaire »*⁵⁵.

[113] Pour sa part, RTA soumet ce qui suit en audience⁵⁶ :

- le Document d'application ne doit pas être intégré dans le dossier des normes;
- les dispositions particulières des Annexes devraient référer au Registre des entités visées et au Glossaire;
- le Document d'application « *dépasse ce que la Régie a déjà décidé au niveau du champ d'application* »;

⁵³ Pièce A-90-2, p. 146.

⁵⁴ Pièce A-90-2, p. 149 et 150.

⁵⁵ Pièce A-90-2, p. 147 et 148.

⁵⁶ Pièce A-90-2, p. 205 à 207.

- le Coordonnateur tenterait de s'éloigner des « *particularités du modèle RTP* [réseau de transport principal] *qui a été approuvé par la Régie* »;
- la Régie a approuvé le modèle RTP et RTA ne « *veut pas que le modèle RTP fasse en sorte qu'on doive renverser le fardeau de la preuve* », à l'effet que ce serait aux entités visées d'indiquer si elles sont visées ou pas par une norme ou une exigence.

[114] NLH, quant à elle, est d'avis que le Document d'application ne devrait pas avoir préséance sur les normes et le Glossaire, en ce qu'il supplanterait les décisions relatives aux normes et au Glossaire⁵⁷.

[115] De plus, l'intervenante souligne que le Coordonnateur définit, dans le Document d'application, le « Bulk Electric System » (BES) comme étant :

« [c]ette expression générique désigne l'ensemble des réseaux de production de transport d'électricité du Québec ».

[116] NLH est d'avis que le champ d'application par défaut des normes est le « Bulk Electric System » (BES), tel qu'il est défini par la NERC⁵⁸.

[117] L'intervenante considère donc qu'il est inapproprié de définir le champ d'application par défaut au Québec comme étant « l'ensemble des réseaux de production et transport d'électricité du Québec » dont la portée va au-delà des critères de l'article 85.3 de la Loi. De plus, selon NLH, les termes définis dans le Glossaire ne sont pas reproduits en italique dans le Document d'application, conformément aux règles d'usage édictées à la section 1.1 du Glossaire. Selon elle, afin de minimiser l'ambiguïté dans l'utilisation des différentes expressions relatives au champ d'application des normes (système de production-transport d'électricité, RTP, Réseau bulk), les références à ces champs d'application devraient être en italique, afin d'en établir le lien avec leurs définitions respectives dans le Glossaire⁵⁹.

⁵⁷ Pièce C-4-49-NLH, Comments, p. 21.

⁵⁸ Pièce C-4-49-NLH, Comments, p. 22.

⁵⁹ Pièce C-4-49-NLH, Comments, p. 22 et 23.

[118] Selon NLH, la référence au « système de production et transport d'électricité » sans italique introduit une nouvelle expression non définie dans le Glossaire qui pourrait causer de la confusion dans le cadre de l'évolution des normes⁶⁰.

[119] Dans sa réplique, le Coordonnateur fait valoir ce qui suit⁶¹ :

- le texte de chaque Annexe des normes prévoit le champ d'application de la norme, s'il est différent du système de production-transport d'électricité, ainsi que les fonctions du modèle NERC visées;
- l'objectif du Document d'application est de dissiper tout doute quant à « *l'agencement entre les normes, les annexes, le Glossaire et le Registre* »;
- le Document d'application ne restreint pas la possibilité, pour une partie, d'invoquer les arguments qu'elle estime appropriés pour soutenir son interprétation des exigences des normes par des éléments provenant de la preuve administrée dans les dossiers de la Régie ou par des décisions de la Régie;
- le Document d'application est nécessaire afin de faire le lien entre le Registre et les normes et que « *le texte du Registre n'est pas le véhicule approprié pour préciser la portée des normes ni l'agencement entre les normes, le Glossaire et le Registre* ».

[120] De plus, le Coordonnateur, en réplique aux commentaires de NLH relatifs au champ d'application par défaut, réfère aux paragraphes 90 et 91 de la Décision, dont le paragraphe 90 qu'il a repris textuellement⁶².

[121] Enfin, le Coordonnateur fait valoir que l'approche proposée par ÉLL-EBM de référer explicitement au Registre dans toutes les Annexes, afin de préciser que les entités et les installations visées sont celles identifiées au Registre des entités visées, est « *inutile et constituerait un procédé inusité et lourd qui comporte plus de risques que de bienfaits* »⁶³.

⁶⁰ Pièce C-4-49-NLH, Comments, p. 23.

⁶¹ Pièce B-135, p. 4 à 6.

⁶² Pièce B-135, par. 40.

⁶³ Pièce B-135, par. 41.

Opinion de la Régie

[122] Afin de statuer sur la prétention respective des participants relative à la demande du Coordonnateur d'adopter le Document d'application, la Régie se réfère, en premier lieu, au paragraphe 122 de la Décision aux termes duquel elle exprimait l'avis suivant :

« [122] Les précisions, interprétations, particularités, exceptions, variantes ou autres nuances en lien avec une norme de fiabilité, apportées par le Coordonnateur et susceptibles d'avoir un impact sur la vérification de la conformité, doivent être codifiées dans une annexe propre à cette norme, afin que les textes des normes de fiabilité soient complets en eux-mêmes pour ce qui est de l'identification des entités visées et de l'identification des exigences à satisfaire ».
[nous soulignons]

[123] Dans la Décision, la Régie a demandé au Coordonnateur de fusionner le Registre des installations visées et le Registre des entités visées :

« [166] La Régie est d'avis que l'inscription, au Registre des entités, de l'entité, 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 applicables.

[...]

[169] La Régie est également d'avis que l'identification des installations visées et celle des entités visées sont liées et qu'elles dépendent du contenu des normes de fiabilité applicables au Québec. Pour cette raison, la Régie est d'avis que ces deux registres, soumis pour approbation, forment un tout indissociable et, par conséquent, doivent former un seul registre »⁶⁴. [nous soulignons]

[124] Dans cette perspective, les normes de fiabilité doivent être suffisamment précises pour permettre l'identification des entités qui doivent être inscrites au Registre des entités visées. La Régie rappelle que la Loi requiert du Coordonnateur qu'il dépose le Registre des entités visées pour approbation auprès de la Régie.

⁶⁴ Décision D-2011-068, p. 41.

[125] D'une part, les normes et leurs Annexes doivent clairement identifier les fonctions et, le cas échéant, les installations spécifiquement visées et, d'autre part, le Registre des entités visées doit comprendre les informations requises qui permettent l'identification des entités qui remplissent les fonctions du modèle de fiabilité de la NERC ou qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes.

[126] Ainsi, par l'approbation du Registre des entités visées, la Régie statue sur l'identification faite par le Coordonnateur des entités qui remplissent les différentes fonctions et qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes qu'elle adopte.

[127] Pour ces motifs, la Régie est d'avis qu'il est redondant d'ajouter une référence explicite au Registre des entités visées dans les Annexes des normes.

[128] Le Coordonnateur soutient, pour sa part, en ce qui a trait aux normes PRC-015 et PRC-016 qui visent les *automatismes de réseau* (SPS)⁶⁵, qu'il est nécessaire de préciser dans les Annexes des normes que seules les entités identifiées au Registre comme possédant des SPS de type I ou II sont visées par ces normes :

« [...] la précision ici est nécessaire parce que, au sein du NPCC, il y a trois types de SPS qui existent, les SPS de type 1, de type 2 et de type 3, et l'application de la norme est ce qu'on avait convenu dans le courant du dossier, c'est que ça s'appliquait seulement aux SPS de type 1 et 2. Donc cette précision-là demeure importante à cet égard-là [...] »⁶⁶.

[129] À cet égard, la Régie note que les Annexes des normes PRC concernées précisent que ces normes visent les SPS de type I et II et que le Registre identifie clairement les entités possédant des SPS de type I ou II visés par les normes en cause. Pour cette raison, la Régie réitère qu'il n'y a pas lieu de référer explicitement au Registre des entités visées dans les Annexes de ces normes.

⁶⁵ Pièce B-121, HQCMÉ-6, document 5 révisé, p. 3.

⁶⁶ Pièce A-90-2, p. 37.

[130] De plus, la Régie note que le libellé de l'Annexe respective de certaines normes PRC traitant d'autres automatismes que les SPS, les systèmes de délestage en sous-tension (PRC-010)⁶⁷ et en sous-fréquence (PRC-008)⁶⁸, par exemple, ne font pas référence au Registre des entités visées, et que c'est le libellé des textes de ces normes qui réfère à la fonction *propriétaire d'installation de transport (TO)* « *qui possède un programme de délestage en sous-tension* »⁶⁹.

[131] Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur, dorénavant, dans les Annexes des normes à déposer pour adoption dans un dossier à venir, d'éliminer toute référence explicite au Registre des entités visées.

[132] En ce qui a trait aux normes CIP-002 à CIP-009 adoptées dans les décisions D-2012-091, D-2013-176 et D-2014-048, les Annexes respectives de ces normes établissent explicitement un lien avec le Registre des entités visées :

« *Sont exemptés de la norme [...] :*

Les entités identifiées au registre des entités visées qui n'ont pas d'actifs critiques »⁷⁰.

[133] Dans ce qui suit, la Régie se questionne sur la pertinence de la référence explicite au Registre des entités visées ainsi que sur celle d'une telle codification. Ainsi, le texte aurait pu être libellé comme suit :

Sont exemptés de la norme [...] :

[...]

Les entités qui n'ont pas d'actifs critiques.

[134] La Régie note que les normes CIP-002 à CIP-009 ont trait à toutes les entités qui possèdent des actifs critiques. Elle note également que l'identification des actifs critiques

⁶⁷ Pièce B-120, HQCMÉ-8, document 1.12 révisé.

⁶⁸ Pièce B-130, HQCMÉ-11, document 3.1.

⁶⁹ Pièce B-120, HQCMÉ-8, document 1.12 révisé.

⁷⁰ Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.1 révisé.

est confidentielle. Enfin, elle constate que l'Annexe de ces normes comporte une exemption additionnelle d'applicabilité pour les entités identifiées au Registre des entités visées qui n'ont pas d'actifs critiques.

[135] Toutefois, la Régie est d'avis que puisque le Registre comporte une mention relative à la possession d'actifs critiques par certaines entités, il n'y a pas lieu de référer explicitement au Registre des entités visées dans l'Annexe desdites normes. De plus, selon la Régie, l'exemption « *Les entités identifiées au registre des entités visées qui n'ont pas d'actifs critiques* » proposée à la section 4.2.3 ou à la section 4.2.4, selon le cas, des Annexes des normes est redondante⁷¹.

[136] Par ailleurs, la Régie juge utile d'apporter certaines précisions sur la notion du champ d'application « par défaut » présentée par le Coordonnateur dans le Document d'application ainsi que sur la notion, pour les entités visées, de « fardeau de la preuve » de leur assujettissement aux normes.

[137] Bien que la Régie demande au Coordonnateur, dans la Décision, de traduire « Bulk Electric System » (BES) par « *système de production-transport d'électricité* » dans le « contexte générique des normes de fiabilité de la NERC » [nous soulignons], elle ne reconnaît pas pour autant, dans cette même décision, le système de production-transport d'électricité comme « champ d'application par défaut » pour les normes de fiabilité. Au contraire, elle précise que le champ d'application de la plupart des normes de fiabilité est le RTP :

« [90] La Régie comprend qu'au sens de la NERC, l'expression BES est une expression générique désignant l'ensemble des réseaux de production et transport d'électricité de l'Amérique du Nord [note de bas de page omise]. Par ailleurs, l'expression RTP est une expression spécifique utilisée par le Coordonnateur pour définir le champ d'application de la plupart des normes de fiabilité.

[91] Pour ces motifs, la Régie demande au Coordonnateur de traduire l'expression « Bulk Electric System (BES) » par « système de production-transport d'électricité » dans le contexte générique des normes de fiabilité de la

⁷¹ Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.1 révisé.

NERC et de traduire l'expression « Réseau de transport principal (RTP) » par « Main transmission system (MTS) » dans le contexte spécifique de la désignation du champ d'application de la plupart des normes de fiabilité applicables au Québec. En conséquence, la Régie demande au Coordonnateur de modifier la version française des normes de fiabilité visées et le Glossaire »⁷². [nous soulignons]

[138] La Régie rappelle qu'elle s'est également exprimée dans la Décision partielle au sujet du champ d'application des normes 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 »⁷³. [nous soulignons]

[139] Ainsi, le champ d'application des normes de fiabilité au Québec est généralement le réseau de transport principal (RTP). Le régime de fiabilité au Québec se distingue de celui de la NERC par sa portée plus ciblée. La différence fondamentale réside dans le fait que le Registre des entités visées doit identifier nommément les installations visées qui font partie du RTP.

[140] La notion de « champ d'application par défaut » s'applique lorsqu'une norme vise des installations de production ou de transport et que l'Annexe de la norme ne précise rien quant au champ d'application de la norme. Dans ce cas, la Régie est d'avis que le champ d'application de la norme est le BES, tel que défini par la NERC et reproduit au Glossaire.

⁷² Décision D-2011-068, p. 25.

⁷³ Décision D-2012-091, p. 14.

[141] De plus, en ce qui a trait au commentaire de NLH à l'effet qu'il est inapproprié de définir le champ d'application par défaut au Québec comme étant « l'ensemble des réseaux de production et transport d'électricité du Québec » dont la portée va au-delà des critères de l'article 85.3 de la Loi, la Régie réitère et précise sa compréhension à l'effet que le champ d'application par défaut des normes de la NERC est le BES, tel qu'il est défini par la NERC :

« Système de production-transport d'électricité (BES)

Tel que défini par l'organisation régionale de fiabilité (RRO), les ressources de production d'électricité, les lignes de transport, les interconnexions avec des réseaux voisins, et l'équipement qui s'y rattache, généralement exploités à des tensions de 100 kV et plus. Cette définition exclut en général les installations de transport radiales desservant leurs charges respectives à partir d'une seule source de transport »⁷⁴.

[142] La Régie souhaite également répondre à la préoccupation exprimée par RTA en audience⁷⁵ à l'effet que le Coordonnateur évolue vers un modèle de fiabilité dans lequel les entités auraient le fardeau de démontrer leur conformité, en ce qu'elles seraient obligées, dans certains cas, de démontrer que certaines exigences de normes ne leur sont pas applicables.

[143] La Régie ne partage pas cette interprétation. Elle estime que c'est au moment du traitement des demandes d'approbation du Registre soumis par le Coordonnateur et d'adoption des normes de fiabilité que les entités visées intervenant dans les dossiers de traitement de ces demandes doivent faire valoir leurs positions, afin que le champ d'application des normes ainsi que les informations présentées dans le Registre des entités visées soient suffisamment clairs en vue de déterminer l'assujettissement des entités visées.

[144] En conclusion, la Régie est d'avis que le Document d'application n'est pas nécessaire pour prévoir les règles d'interprétation des documents dont il traite et dissiper tout doute à cet égard. Elle considère, à l'instar de certains intervenants, que ce document va au-delà de l'objectif qui était recherché et qu'il supprime les principes déjà établis dans la Décision.

⁷⁴ Pièce B-121, HQCMÉ-6, document 5 révisé, p. 38.

⁷⁵ Pièce A-90-2, p. 207.

[145] **Par conséquent, pour les motifs précédents, la Régie rejette la demande d'adoption du Document d'application du Coordonnateur.**

3.2 LA FONCTION *DISTRIBUTEUR* (DP) EN LIEN AVEC LES TRANSPORTEURS AUXILIAIRES

[146] Dans la Décision, la Régie accepte les aspects normatifs à caractère technique identifiés aux registres et demande qu'un Registre des entités visées incluant, pour chaque entité, la ou les fonction(s) de la NERC que ladite entité exerce, soit déposé. À cette époque, seulement les distributeurs propriétaires et exploitants d'un réseau de distribution de 44 kV sont identifiés à titre de *distributeurs* (DP) selon le modèle fonctionnel de la NERC.

[147] La définition de la fonction *distributeur* (DP) selon le Glossaire est la suivante :

*« Distributeur (DP) : Entité qui fournit et exploite les circuits entre le réseau de transport et les consommateurs finaux. Pour les consommateurs finaux desservis aux tensions de transport, le propriétaire d'installation de transport agit également comme distributeur. Ainsi, ce n'est pas une tension particulière qui définit le distributeur, mais plutôt le fait d'exécuter la fonction de distribution à n'importe quelle tension »*⁷⁶. [nous soulignons]

[148] Par ailleurs, la définition de « transporteur auxiliaire » (TA) selon la Loi est la suivante :

« 85.14. Pour l'application de la présente section, un « transporteur auxiliaire » désigne le propriétaire ou l'exploitant d'un réseau de transport d'électricité ou d'une installation d'une tension de 44 kV et plus raccordé au réseau du transporteur d'électricité, apte à fournir un service de transport à un tiers ».

⁷⁶ Pièce B-121, HQCMÉ-6, document 5 révisé, p. 12.

[149] À la suite d'échanges intervenus lors de la séance de travail de mai 2013, en plus des entités déjà identifiées au Registre des entités visées à titre de DP, le Coordonnateur considère que quatre transporteurs du Québec sont également DP. Sa réponse à l'engagement auquel il a souscrit lors de cette séance de travail reflète cet ajout au Registre des entités visées :

« Engagement 12

[...]

Réévaluer la liste des entités visées selon la fonction « DP » au Québec, et indiquer l'impact sur la fiabilité du transport de l'électricité au Québec.

R12 : Le Coordonnateur propose de considérer en plus des entités déjà identifiées, les entités suivantes à titre de distributeurs (DP) puisqu'ils alimentent des consommateurs finaux à des tensions de transport, tel que défini au Glossaire : Énergie La Lièvre s.e.c. (ÉLL), Hydro-Québec TransÉnergie (HQT), Société en commandite hydroélectrique Manicouagan (SCHM) et Rio Tinto Alcan (RTA).

Le Coordonnateur considère que l'impact de cette modification sur la fiabilité du transport est toutefois nul. Ainsi, toutes les exigences s'appliquant aux distributeurs sont respectées pour les consommateurs finaux raccordés au réseau de transport »⁷⁷. [nous soulignons]

[150] En audience, le Coordonnateur précise que Papier Masson Limitée (PML) est un « consommateur final » raccordé au réseau d'ÉLL et que la définition de *distributeur* (DP) ne réfère pas au fournisseur de l'énergie à un « consommateur final », mais plutôt à l'exploitant des lignes de raccordement de ce consommateur :

« La définition ne fait pas référence à qui fournit l'énergie. Elle fait référence à qui exploite les lignes qui raccordent le consommateur final »⁷⁸.

[151] Le Coordonnateur confirme qu'ÉLL « distribue l'électricité qui lui est fournie par Hydro-Québec à travers son réseau » et qu'elle ne fournit pas la puissance consommée par PML⁷⁹.

⁷⁷ Pièce B-119, HQCMÉ-7, document 5, p. 6.

⁷⁸ Pièce A-90-1, p. 100.

⁷⁹ Pièce A-90-1, p. 100 et 101.

[152] Dans son argumentation, ÉLL-EBM soumet qu'il ne devrait pas être considéré comme un DP au sens du modèle fonctionnel de la NERC, puisqu'il ne fournit pas d'électricité à son seul client final, PML. Par conséquent, selon l'intervenant, « *on devrait [...] retenir surtout la question de la notion d'alimentation de consommateurs finaux* » de la définition du Glossaire pour cette fonction⁸⁰.

[153] Dans son mémoire déposé en septembre 2013, RTA précise que la production de ses six centrales représente, en moyenne, environ 90 % de ses besoins en énergie pour ses charges dans la région du Saguenay-Lac-St-Jean. Hydro-Québec TransÉnergie (HQT) achemine le reste de l'énergie nécessaire aux besoins de RTA par le biais de trois interconnexions avec le réseau d'Hydro-Québec⁸¹. De plus, RTA, en lien avec la norme TOP-001-1a, suggère ce qui suit dans ce même document :

« Bien que RTA soit identifiée comme « distributeur » (DP) parce qu'elle dessert des consommateurs finaux à des tensions de transport, le délestage de charge ferme associé à l'exigence E4 ne devrait pas être possible en dehors des ententes contractuelles existantes. Ces consommateurs finaux constituent les charges industrielles mentionnées à la Section 2.17 du Registre B-54 (Doc 5) »⁸².

[154] RTA explique que ses activités de production permettent l'alimentation de ses charges industrielles et qu'elle n'est pas un fournisseur d'électricité de la charge locale du Québec :

« [...] nos installations ont été développées, évidemment, pour les fins de l'activité d'aluminium de Alcan, de Rio Tinto Alcan maintenant. Elles n'alimentent pas la charge locale du Québec, nous ne sommes pas un vendeur d'électricité, et il n'y a pas d'électricité de produite par nos centrales qui sont vendues pour alimenter un client de la charge locale. Lorsque des charges d'Hydro-Québec de la charge locale sont sur notre réseau, Hydro-Québec fournit l'énergie et les pertes pour que l'électricité soit livrée. Et cette livraison-là se fait généralement, en fait, non pas à un client, donc non pas à un consommateur, elle se fait à un poste de distribution de Hydro-Québec. On est la courroie de transmission entre les deux, mais il y a très peu de situations lors desquelles nous sommes appelés à livrer directement au consommateur final l'électricité en question.

⁸⁰ Pièce A-90-2, p. 165 et 166.

⁸¹ Pièce C-5-44-RTA, par. 3.

⁸² Pièce C-5-44-RTA, par. 47.

Lorsqu'on nous décrit comme un distributeur, il faut penser que, à l'égard de la charge local, il y a peut-être juste deux ou trois situations où ça se présente en réalité, potentiellement »⁸³. [nous soulignons]

[155] RTA précise également que des clients d'Hydro-Québec sont directement raccordés à son réseau de transport :

« [I]l y a deux usines de Produits forestiers Résolu, Dolbeau et Alma, pour lesquelles nous transmettons à haute tension l'énergie jusqu'au client, mais le client n'est pas un client de chez nous, c'est un client d'Hydro-Québec »⁸⁴.

[156] Le Coordonnateur confirme que RTA transporte de la puissance pour les besoins du Distributeur :

« Même si la production de RTA est presque exclusivement à vocation industrielle, elle est quand même en lien ... elle transporte quand même en pointe, pour le Transporteur, une puissance qui peut aller jusqu'à cinq cents mégawatts (500 MW) pour l'alimentation des charges du Distributeur »⁸⁵. [nous soulignons]

[157] D'entrée de jeu, la Régie rappelle qu'elle a accepté, dans la Décision, la différence exprimée au Glossaire entre la fonction *responsable de l'approvisionnement* (LSE) et la fonction *distributeur* (DP).

[158] Le LSE y est défini comme suit :

« *Responsable de l'approvisionnement (LSE) : Entité qui s'assure de disposer de l'énergie et du service de transport (ainsi que des services d'exploitation en réseaux interconnectés) pour répondre aux besoins en puissance et en énergie de ses consommateurs finaux* »⁸⁶.

⁸³ Pièce A-90-1, p. 153 et 154.

⁸⁴ Pièce A-90-1, p. 155.

⁸⁵ Pièce A-90-1, p. 26.

⁸⁶ Pièce B-121, HQCMÉ-6, document 5 révisé, p. 34.

[159] La Régie rappelle la définition, selon le Glossaire, de DP, telle que citée précédemment :

« Distributeur (DP) : Entité qui fournit et exploite les circuits entre le réseau de transport et les consommateurs finaux. Pour les consommateurs finaux desservis aux tensions de transport, le propriétaire d'installation de transport agit également comme distributeur. Ainsi, ce n'est pas une tension particulière qui définit le distributeur, mais plutôt le fait d'exécuter la fonction de distribution à n'importe quelle tension »⁸⁷. [nous soulignons]

[160] Par conséquent, la Régie est d'avis qu'une entité qui est *propriétaire d'installation de transport* (TO) raccordant, aux tensions de transport, un « consommateur final » agit également comme DP selon la définition du Glossaire.

[161] L'argument d'ÉLL-EBM à l'effet qu'ÉLL n'est pas un *distributeur* (DP) parce qu'elle n'alimente pas PML, dans le sens qu'elle ne lui fournit pas d'énergie ou de puissance, n'est donc pas retenu par la Régie. En effet, selon la preuve au dossier, PML est un « consommateur final » raccordé au réseau de transport par le biais d'installations de transport appartenant à ÉLL. La Régie en conclut, pour cette raison, qu'ÉLL est un DP, selon la définition du Glossaire.

[162] Pour ce qui est de RTA, la Régie constate que ses installations de transport, en ce qui a trait à l'alimentation de « consommateurs finaux », permettent, notamment, de réaliser les trois activités suivantes :

- À titre de *propriétaire d'installation de transport* (TO), transporter l'énergie et la puissance vers des postes d'Hydro-Québec⁸⁸ qui alimentent des réseaux de distribution auxquels sont raccordés des « consommateurs finaux ». La Régie est d'avis que, dans ce contexte, RTA, bien que « transporteur auxiliaire » (TA) au sens de la Loi, n'est pas un DP en matière de fiabilité puisque les « consommateurs finaux » ne sont pas raccordés directement aux installations de RTA.

⁸⁷ Pièce B-121, HQCMÉ-6, document 5 révisé, p. 12.

⁸⁸ Pièce A-90-1, p. 153.

- À titre de TO, transporter l'énergie et la puissance vers des « consommateurs finaux »⁸⁹ qui sont directement raccordés à des installations de transport de RTA. Selon la Régie, dans ce contexte, RTA, qui est « transporteur auxiliaire » (TA) au sens de la Loi, est également DP en matière de fiabilité.
- En tant que « producteur à vocation industrielle » (PVI), tel qu'un PVI est défini par le Coordonnateur⁹⁰, acheminer du réseau de transport d'Hydro-Québec à ses propres charges industrielles l'énergie et la puissance qui lui sont fournies par Hydro-Québec au point de raccordement de ses installations avec le réseau d'Hydro-Québec. La Régie est d'avis que, dans ce contexte, RTA n'agit pas à titre de TA au sens de la Loi, mais plutôt comme un « consommateur final » selon le modèle de la NERC, et un DP en matière de fiabilité, seulement pour l'énergie et la puissance qui lui sont fournies par Hydro-Québec et qu'elle achemine vers ses propres charges industrielles.

[163] Par ailleurs, la Régie retient de la preuve au dossier que la principale préoccupation de RTA n'est pas sa désignation à titre de *distributeur* (DP) pour ses propres charges industrielles, mais plutôt l'obligation qui en résulterait de devoir se conformer à une directive de délestage de ses charges suivant l'exigence E4 de la norme TOP-001-1a⁹¹.

[164] La Régie traitera spécifiquement de ce sujet à la section 4 de la présente décision.

[165] Compte tenu de ce qui précède, la Régie accepte la proposition du Coordonnateur de modifier la liste des entités identifiées à titre de *distributeurs* (DP) au Registre des entités visées afin d'y inclure, outre les entités déjà identifiées au Registre des entités visées dont le contenu normatif a été accepté par la Décision, les « transporteurs auxiliaires » qui possèdent des installations de transport qui relient les charges d'un « consommateur final » au réseau de transport d'Hydro-Québec et permettent d'acheminer l'énergie et la puissance de ce réseau vers ces charges.

[166] Par conséquent, la Régie accepte que les entités ÉLL, HQT, la Société en commandite hydroélectrique Manicouagan (SCHM) et RTA soient des *distributeurs* (DP) au sens du modèle fonctionnel de la NERC.

⁸⁹ Pièce A-90-1, p. 155.

⁹⁰ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5 révisé, section 2.17 : « Une entité visée, dont les installations de production sont presque exclusivement utilisées pour alimenter des charges industrielles appartenant à cette même entité visée [...] ».

⁹¹ Pièce C-5-44-RTA, p. 12, par. 47 à 49.

3.3 LA FONCTION *FOURNISSEUR DE SERVICE DE TRANSPORT (TSP)* EN LIEN AVEC LES TRANSPORTEURS AUXILIAIRES

[167] Dans la Décision, la Régie accepte le contenu normatif des normes⁹² et des registres⁹³ mais rejette la notion de « catégorie de fonction » soumise par le Coordonnateur⁹⁴.

[168] Les entités RTA, ÉLL-EBM et la SCHM étaient alors désignées à titre de *fournisseurs de service de transport (TSP)* de catégorie 3. Cette catégorie était attribuée aux transporteurs qui⁹⁵ :

- ne fournissent pas de service à une centrale nucléaire;
- ne possèdent pas d'actifs critiques;
- n'offrent pas de service de transport de point à point.

[169] En suivi de la Décision, le Coordonnateur désigne les « transporteurs auxiliaires » (TA), tels que définis à l'article 85.14 de la Loi, à titre de *fournisseurs de service de transport (TSP)* au sens du modèle fonctionnel de la NERC⁹⁶.

[170] La fonction TSP est définie par la NERC comme suit :

*« Transmission Service Provider (TSP): The entity that administers the transmission tariff and provides Transmission Service to Transmission Customers under applicable transmission service agreements »*⁹⁷.

que le Coordonnateur traduit comme suit dans le Glossaire :

*« Fournisseur de service de transport (TSP) : 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 »*⁹⁸.

⁹² Décision D-2011-068, p. 32, par. 126.

⁹³ Décision D-2011-068, p. 42, par. 174.

⁹⁴ Décision D-2011-068, p. 40, par. 164.

⁹⁵ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 4 révisé, p. 9, section 2.2.14.

⁹⁶ Pièce B-117, HQCMÉ-7, document 3 révisé, p. 5 à 7.

⁹⁷ Pièce B-121, HQCMÉ-6, document 6 révisé, p. 35.

⁹⁸ Pièce B-121, HQCMÉ-6, document 5 révisé, p. 19.

[171] Selon la Loi, un TA est défini comme suit :

« 85.14. Pour l'application de la présente section, un « transporteur auxiliaire » désigne le propriétaire ou l'exploitant d'un réseau de transport d'électricité ou d'une installation d'une tension de 44 kV et plus raccordé au réseau du transporteur d'électricité, apte à fournir un service de transport à un tiers ».

[172] En réponse à un engagement auquel ÉLL-EBM a souscrit lors de la séance de travail des 14 et 15 mai 2013, l'intervenant, en lien avec la définition de TSP dont il souligne les expressions « *administre le tarif de transport* » et « *aux clients du service de transport* » soumet, entre autres, ce qui suit :

« En fonction de cette définition, il nous semble clair que celle-ci réfère à la mise en place d'un contrat de service de transport selon les tarifs et conditions et au fait que l'entité concernée doit desservir un client du service de transport. En fonction de cette définition, ELL ne devrait pas être considérée comme un TSP »⁹⁹.

[173] RTA, quant à elle, soumet, entre autres, qu'elle est uniquement un *fournisseur de service de transport* (TSP) en réseau intégré et qu'elle n'offre pas de service de transport point à point¹⁰⁰.

[174] Dans la Décision procédurale, en vue de fixer le cadre de l'audience en octobre 2013, la Régie demandait 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, doivent être qualifiés de TSP au sens du modèle fonctionnel de la NERC, considérant la nature des activités qu'ils exercent¹⁰¹.

[175] En audience, en réponse à cette demande, le Coordonnateur informe la Régie qu'il a réévalué sa position initiale à l'effet que la fonction TSP ne vise que les entités qui offrent un service de transport point à point au sens de l'OATT, ce qui n'est pas nécessairement le cas des « transporteurs auxiliaires » (TA). Par conséquent, le

⁹⁹ Pièce C-3-37-ELL-EBM, p. 2.

¹⁰⁰ Pièce C-5-38-RTA, p. 1.

¹⁰¹ Décision D-2013-149, p. 18, par. 68.

Coordonnateur propose de modifier le Registre des entités visées afin de supprimer la désignation des TA à titre de TSP¹⁰².

[176] À cet égard, le Coordonnateur justifie sa proposition de la façon suivante :

« [...] suite à une analyse plus poussée de chacune des exigences s'appliquant au TSP et aussi une analyse plus complète du modèle de fiabilité de la NERC, nous a permis de constater que cette fonction, la fonction de TSP, de fournisseur de services de transport, s'applique plus spécifiquement dans un contexte de transaction d'échange de point à point.

Il est quand même vrai que certaines de ces exigences-là qui s'appliquent aux fournisseurs de services de transport ont une portée plus générale et ne sont pas nécessairement liées exclusivement à un service de transport de point à point. Mais ces exigences-là visent également d'autres fonctions telles que l'exploitant d'installation de production. Donc ce sont des exigences de portée plus générale et vont viser également les entités qui étaient au départ identifiées comme fournisseurs de services de transport, aussi à titre d'exploitant d'installation de production.

Et enfin, en fait le troisième point ici c'est qu'une analyse, on a fait une analyse en fait des entités qui ont été enregistrées comme fournisseur de services de transport au niveau de la région du NPCC. Nous a permis de constater que toutes ces entités-là maintenaient une interface commerciale de type oasis et offraient le service de transport de point à point selon des conditions définies par un OATT, par exemple »¹⁰³. [nous soulignons]

[177] ÉLL-EBM appuie la position du Coordonnateur à l'effet que les « transporteurs auxiliaires » (TA) ne sont pas des *fournisseurs de service de transport* (TSP) tel qu'en font foi les propos de l'intervenant exprimés lors de l'audience d'octobre 2013¹⁰⁴.

[178] Par ailleurs, ÉLL-EBM soumet que, dans l'optique où NLH conteste le retrait des TA à titre de TSP, cette dernière n'a pas contesté l'affirmation du Coordonnateur à l'effet que le retrait de la désignation de TSP n'aurait aucun effet sur la fiabilité¹⁰⁵.

¹⁰² Pièce A-90-1, p. 49 à 52.

¹⁰³ Pièce A-90-1, p. 49 et 50.

¹⁰⁴ Pièce A-90-2, p. 133 à 137.

¹⁰⁵ Pièce A-90-2, p. 136 et 137.

[179] RTA, en argumentation, soumet qu'elle n'est pas un TSP et énonce ce qui suit :

« D'entrée de jeu, RTA soumet à la Régie que les Installations de RTA ne répondent pas aux critères de l'« Open Access Transmission Tariff » (OATT) et n'y est pas assujettie. N'offrant pas de service de transport au sens de l'OATT, RTA ne devrait pas être qualifiée de TSP au sens du modèle fonctionnel de la NERC.

RTA est un transporteur auxiliaire au sens de l'article 85.14 de la Loi sur la Régie de l'énergie qui désigne le transporteur auxiliaire comme étant « le propriétaire ou l'exploitant d'un réseau de transport d'électricité ou d'une installation d'une tension de 44 kV et plus raccordée au réseau de transport d'électricité, apte à fournir un service de transport à un tiers ».

En vertu de la Loi, tout transporteur auxiliaire est tenu de négocier avec le transporteur d'électricité les conditions d'un contrat de service de transport d'électricité, lequel doit être approuvé par la Régie.

Malgré la définition large de la fonction « fournisseur de service de transport » (TSP) dans le Glossaire, RTA, à titre de transporteur auxiliaire, ne possède au sein de ses installations aucun élément ou caractéristique lui permettant d'être qualifiée de « TSP » au sens du modèle fonctionnel de la NER[C] »¹⁰⁶.

[180] À l'issue de l'audience, RTA, ÉLL-EBM et le Coordonnateur sont d'avis que les fournisseurs de service de transport (TSP) visent les services de transport point à point au sens de l'OATT, et que les « transporteurs auxiliaires » (TA) qui n'offrent pas ce service ne devraient pas être identifiés à titre de TSP.

[181] Dans son argumentation écrite du 21 octobre 2013, NLH précise que son analyse porte sur l'examen de la Loi, notamment, sur les articles en lien avec les TA, de façon à déterminer si ces derniers sont visés par les normes visant les TSP :

« NLH's review Section 85.3 and 85.14 to 85.23 of the Act respecting the Régie (« Act ») and section 2.1 of the Register of Entities indicate that all of them are silent on criteria for establishing the classification of Auxiliary Carriers into the functional category of TSP. In the absence of such criteria, NLH relies on basic

¹⁰⁶ Pièce A-90-1, p. 161 à 163.

Glossary terms and the requirements of the Act to determine if Auxiliary Carriers should be subject to TSP standards »¹⁰⁷.

[182] NLH rappelle que la définition de la fonction TSP, selon la NERC, est la suivante :

« *The entity that administers the transmission tariff and provides Transmission Service to Transmission Customers under applicable transmission service agreements* »¹⁰⁸.

[183] NLH est d'avis que les TA réalisent les deux activités suivantes mentionnées dans la définition de la fonction TSP¹⁰⁹ :

- administre le tarif de transport;
- fournit le service de transport aux clients d'un service de transport en vertu des contrats de service de transport qui s'appliquent.

[184] De plus, NLH soumet, notamment, qu'en l'absence, au Glossaire, de définitions pour les expressions « *tariff* » et « *transmission tariff* », ces expressions doivent être interprétées au sens large plutôt qu'être limitées à l'OATT.

[185] Ainsi, selon NLH, un TA qui fournit à un tiers un service permettant d'acheminer de l'énergie répond adéquatement au sens de l'expression « *transmission service* ». De même, le contrat de service y étant associé répond adéquatement au sens de l'expression « *transmission service agreements* ».

[186] L'intervenante s'appuie sur sa lecture des articles 85.14 à 85.18 de la Loi pour conclure que le TA doit conclure un « *electric power transmission service contract* », ce qui est, selon elle, un « *applicable transmission service agreement* » et un « *transmission service* » au sens de la définition par la NERC de TSP.

[187] Toutefois, elle reconnaît qu'il est important de déterminer, au-delà du cadre formel de la désignation d'une entité TSP, la pertinence, ou « *materiality* » de la désignation.

¹⁰⁷ Pièce C-4-49-NLH, Comments, p. 17.

¹⁰⁸ Pièce C-4-49-NLH, Comments, p. 17.

¹⁰⁹ Pièce C-4-49-NLH, Comments, p. 18 et 19.

[188] À cet égard, NLH affirme que la désignation des TA à titre de TSP est pertinente, en citant l'exemple de la norme MOD-001.

[189] RTA, en réplique à NLH, soumet notamment ce qui suit¹¹⁰ :

- l'argument de NLH sur la norme MOD-001 est hors du cadre du dossier, puisque cette norme n'est pas à l'étude dans le présent dossier;
- les dispositions des articles 85.3 et 85.14 à 85.23 de la Loi sont suffisamment larges pour permettre à la Régie d'exclure de la portée des normes de fiabilité les TA qui ne rencontrent pas les critères de l'OATT.

[190] De plus, RTA ajoute ce qui suit :

« [...] que le type de services de transport offert par un transporteur auxiliaire doit être considéré comme une extension du réseau exploité par l'« exploitant du réseau de transport » (TOP), soit HQT. Par conséquent, les normes s'appliquant au TOP sont suffisantes sans besoin d'y ajouter celles des TSP qui n'ont pas à être appliquées aux transporteurs auxiliaires »¹¹¹.

[191] À la suite de l'examen de la définition de la fonction TSP codifiée au Glossaire et des articles de la Loi relatifs aux TA, la Régie ne retient pas l'interprétation de NLH telle que soumise dans son argumentation.

[192] La Régie rappelle la définition de « transporteur d'électricité » selon l'article 2 de la Loi, celle de « *Transmission Service Provider* » selon la NERC ainsi que l'article 85.15 de la Loi :

« « transporteur d'électricité »: Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité ».

« Transmission Service Provider (TSP)

The entity that administers the transmission tariff and provides Transmission Service to Transmission Customers under applicable transmission service agreements ».

¹¹⁰ Pièce C-5-50-RTA, p. 1 et 2.

¹¹¹ Pièce C-5-50-RTA, p. 2.

« 85.15 À la demande du transporteur d'électricité, tout transporteur auxiliaire est tenu de négocier avec lui les conditions d'un contrat de service de transport d'électricité ». [nous soulignons]

[193] Dans un premier temps, la Régie constate que les expressions soulignées dans la définition de la fonction *fournisseurs de service de transport* (TSP) de la NERC sont des expressions utilisées dans les *Tarifs et conditions des service de transport d'Hydro-Québec* (les Tarifs et conditions) qui prévoient, entre autres, un système d'information et de réservation de capacité de transport *Open Access Same-Time Information System* (OASIS) propre aux services de transport de type OATT.

[194] La Régie constate, dans un deuxième temps, que la définition de la fonction TSP selon la NERC prévoit que le TSP fournit des services de transport à « des clients ».

[195] La Régie note que le mot « clients » est au pluriel. Elle en déduit que la fonction TSP vise les transporteurs fournissant des services de transport à plus d'une entité, ce qui est généralement le cas pour les transporteurs offrant des services de transport de type OATT.

[196] Cependant, l'article 85.15 de la Loi qui a trait aux « transporteurs auxiliaires » (TA) prévoit une négociation avec le « transporteur d'électricité » soit, conformément à la Loi, HQT seulement. Pour cette raison, la Régie est d'avis qu'un TA n'est pas, de facto, un TSP.

[197] Ainsi, dans le contexte où un TA ne fournit un service de transport d'électricité qu'à un seul client, soit HQT, la Régie partage la position de RTA à l'effet que ce TA peut être considéré « *comme une extension du réseau exploité par l'« exploitant du réseau de transport » (TOP), soit HQT* »¹¹². Par conséquent, la Régie ne retient pas l'argument de NLH à l'effet que le contrat conclu entre le TA et HQT constitue un « *applicable transmission service agreements* » au sens de la définition de la fonction TSP.

[198] La Régie ne retient pas non plus l'argument de NLH à l'effet que le « tarif » peut désigner tout paiement ou contrat entre le TA et HQT.

¹¹² Pièce C-5-50-RTA, p. 2.

[199] Par ailleurs, la Régie note l'allégation du Coordonnateur à l'effet que, dans la région du NPCC, toutes les entités désignées à titre de TSP fournissent des services de transport de type OATT.

[200] De plus, à la suite de l'examen de la teneur des exigences des normes faisant l'objet du présent dossier et ne visant que la fonction TSP, la Régie constate que ces exigences n'ont de sens que dans le contexte de services de transport de type OATT, comme le note également le Coordonnateur¹¹³.

[201] Par ailleurs, la Régie conclut des commentaires du Coordonnateur que le retrait de la désignation des TA à titre de TSP n'a pas d'impact sur la fiabilité du transport d'électricité¹¹⁴.

[202] Finalement, la Régie note que NLH, dans son argumentation, n'a pas commenté les arguments du Coordonnateur sur cet enjeu, notamment en ce qui a trait aux aspects suivants :

- la pertinence de classer les TA à titre de TSP dans le cadre des normes et exigences faisant l'objet du présent dossier;
- la nature des activités que les TA du Québec exercent;
- le fait que, dans la région du NPCC, toutes les entités désignées à titre de TSP offrent des services de transport de type OATT.

[203] **Pour les motifs exposés précédemment, la Régie reconnaît que la fonction *fournisseur de service de transport (TSP)* s'applique aux transporteurs qui offrent un service de transport de type OATT. Par conséquent, la Régie accueille la proposition du Coordonnateur de modifier le Registre des entités visées pour supprimer la désignation des « transporteurs auxiliaires » (TA) RTA, ÉLL et la SCHM à titre de *fournisseurs de service de transport (TSP)*.**

¹¹³ Pièce A-90-1, p. 49 et 50.

¹¹⁴ Pièce A-90-2, p. 115 et 116.

3.4 LA FONCTION RESPONSABLE DE L'APPROVISIONNEMENT (LSE) EN LIEN AVEC LES RÉSEAUX MUNICIPAUX

[204] Au moment de la Décision, les sept entités identifiées au Registre des entités visées comme *distributeurs* (DP) le sont également à titre de *responsables de l'approvisionnement* (LSE). Il s'agit de Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (HQD) à titre de LSE de catégorie 1 et, à titre de LSE de catégorie 2, les cinq réseaux municipaux de distribution d'électricité (les Réseaux municipaux) et la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville (la Coopérative)¹¹⁵.

[205] Suivant la proposition du Coordonnateur, les entités classées LSE de catégorie 2 répondent aux critères suivants¹¹⁶ :

- elles n'alimentent pas une centrale nucléaire;
- elles ne possèdent pas d'actifs critiques;
- elles ne possèdent pas de système de délestage en sous-tension;
- elles ne possèdent pas de système de délestage en sous-fréquence;
- elles ne gèrent pas des charges interruptibles ou modulables;
- elles délèguent l'approvisionnement en électricité à l'entité HQD.

[206] Le Coordonnateur précise que seules les normes BAL-005, CIP-001, FAC-002, TOP-001 et TOP-002 s'appliquent aux LSE de catégorie 2¹¹⁷.

[207] Dans la Décision, la Régie accepte le contenu normatif des normes et des registres mais rejette la notion de « catégorie de fonction » soumise par le Coordonnateur¹¹⁸.

[208] En suivi de la Décision, le Coordonnateur désigne les Réseaux municipaux à titre de LSE, au lieu de LSE de catégorie 2, et maintient la désignation de DP pour ces entités. Quant à HQD, le Coordonnateur désigne cette entité à titre de LSE, au lieu de LSE de catégorie 1, et maintient la désignation d'HQD pour les fonctions DP, *planificateur des ressources* (RP) et *négociant* (PSE)¹¹⁹.

¹¹⁵ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 4 révisé, p. 13 et 14.

¹¹⁶ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 4 révisé, p. 7.

¹¹⁷ *Ibid.*

¹¹⁸ Décision D-2011-068, p. 40, par. 162 et 163.

¹¹⁹ Pièce B-119, HQCMÉ-6, document 7 révisé, p. 6 et 7.

[209] La Coopérative, quant à elle, n'est plus désignée au Registre des entités visées à titre de DP, ni à titre de LSE¹²⁰.

[210] Les définitions de la fonction LSE, selon les versions française et anglaise du Glossaire, sont les suivantes :

« Responsable de l'approvisionnement (LSE) : Entité qui s'assure de disposer de l'énergie et du service de transport (ainsi que des services d'exploitation en réseaux interconnectés) pour répondre aux besoins en puissance et en énergie de ses consommateurs finaux.

Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC) »¹²¹.

[nous soulignons]

et

« Load-Serving Entity (LSE) : Secures energy and transmission service (and related Interconnected Operations Services) to serve the electrical demand and energy requirements of its end-use customers.

Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards »¹²².

[211] La désignation des Réseaux municipaux à titre de LSE, à la suite de la suppression des catégories de fonction en suivi de la Décision, a pour conséquence que ces entités sont maintenant visées par certaines exigences de 26 normes au lieu de cinq¹²³.

[212] Cette nouvelle désignation fait l'objet de discussions lors de la séance de travail du 3 avril 2013 durant laquelle le Coordonnateur souscrit à l'engagement suivant :

« Engagement 1

[...]

Déterminer les normes s'appliquant aux LSE et justifier l'application des normes visant les entités autres que HQD qui n'étaient pas initialement visées par ces normes en raison des catégories des fonctions qui s'appliquaient aux LSE »¹²⁴.

¹²⁰ Pièce B-75, HQCMÉ-6, document 5.

¹²¹ Pièce B-121, HQCMÉ-6, document 5 révisé, p. 34.

¹²² Pièce B-121, HQCMÉ-6, document 6 révisé, p. 18.

¹²³ Pièce B-117, HQCMÉ-7, document 3 révisé, p. 3.

¹²⁴ *Ibid.*

[213] Dans sa réponse à l'engagement, le Coordonnateur justifie comme suit l'application des normes visant les entités, autres qu'HQD, à titre de LSE :

« [...] Le Coordonnateur considère qu'une entité remplissant certaines des obligations d'un LSE doit être identifiée comme un LSE. Le Coordonnateur estime que les normes de fiabilité doivent laisser la possibilité qu'une entité identifiée comme un LSE puisse éventuellement remplir les autres obligations d'un LSE, comme par exemple assurer l'approvisionnement de sa clientèle, mettre en œuvre un programme de délestage en sous-fréquence ou en sous-tension, ou gérer des charges interruptibles ou modulables.

De plus, le Coordonnateur est d'avis qu'une entité visée par une norme doit démontrer la non applicabilité d'une exigence en particulier dans le cadre du programme de surveillance de la conformité, le cas échéant.

Enfin, le Coordonnateur considère qu'il est essentiel de maintenir l'applicabilité des normes aux fonctions visées par ces normes afin de garantir, aux fins de maintien de la fiabilité de l'Interconnexion du Québec, l'assujettissement des entités qui peuvent, dans le futur, remplir d'autres obligations d'un LSE, exercer de nouvelles activités ou apporter des modifications à leurs installations »¹²⁵.

[nous soulignons]

[214] La Régie comprend que le Coordonnateur justifie la désignation des Réseaux municipaux à titre de LSE non pas sur la base des activités qu'ils réalisent présentement, mais plutôt en prévision « *d'autres obligations* » qu'ils pourraient devoir remplir dans le futur.

[215] À la demande de la Régie lors de la séance de travail du 24 avril 2013, le Coordonnateur s'engage à informer les Réseaux municipaux qu'ils sont nouvellement visés par d'autres normes et en faire rapport à la Régie¹²⁶. Le Coordonnateur informe les Réseaux municipaux le 6 mai 2013. À la demande de l'Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) et d'Hydro-Sherbrooke, le Coordonnateur tient une rencontre d'information le 10 juillet 2013 pour faire le point sur le dossier et répondre à leurs questions¹²⁷.

¹²⁵ Pièce B-117, HQCMÉ-7, document 3 révisé, p. 3 et 4.

¹²⁶ Pièce B-120, HQCMÉ-7, document 4 révisé, p. 11.

¹²⁷ Pièce B-121, HQCMÉ-1, document 2, p. 15.

[216] Le Coordonnateur indique au Registre des entités visées initialement déposé au dossier¹²⁸ et, par la suite, dans sa réponse à l'engagement 1 précité, que les Réseaux municipaux délèguent l'approvisionnement en électricité à HQD¹²⁹.

[217] La Régie comprend de cette délégation qu'HQD « *s'assure de disposer de l'énergie [...] pour répondre aux besoins en puissance et en énergie de ses « consommateurs finaux»* »¹³⁰ des Réseaux municipaux et qu'HQD « *s'assure de disposer [...] du service de transport [...] pour répondre aux besoins en puissance et en énergie* »¹³¹ de ces consommateurs finaux, tel que libellé dans la définition de la fonction LSE.

[218] Par conséquent, la Régie est d'avis que, selon la preuve au dossier, pour le moment, les Réseaux municipaux n'exercent pas les activités relevant des entités LSE.

[219] De plus, selon la Régie, il n'est pas nécessaire de désigner, dès à présent, les Réseaux municipaux comme LSE sur la base qu'un réseau municipal pourrait, dans le futur, devoir remplir une obligation incombant aux LSE.

[220] Lorsqu'un réseau municipal se prévaudra, le cas échéant, de son droit de *distributeur* (DP), tel que prévu à l'article 62 de la Loi, de s'approvisionner en électricité auprès d'un fournisseur autre qu'HQD, il agira alors à titre de LSE. Dans ce cas, la Régie est d'avis que le Coordonnateur devra alors, s'il le juge requis, mettre à jour le Registre des entités visées de façon à refléter adéquatement ce changement.

[221] Compte tenu de ce qui précède, la Régie demande au Coordonnateur de modifier le Registre des entités visées afin de supprimer la désignation des Réseaux municipaux qui ont délégué leur approvisionnement en électricité à HQD à titre de responsable de l'approvisionnement (LSE).

¹²⁸ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 4, p. 7 (version du 20 octobre 2010).

¹²⁹ Pièce B-117, HQCMÉ-7, document 3 révisé, p. 3.

¹³⁰ Pièce B-121, HQCMÉ-6, document 5 révisé, p. 34.

¹³¹ *Ibid.*

3.5 LA DÉFINITION DU « BULK POWER SYSTEM » (BPS) ET LES CONTINGENCES À CONSIDÉRER POUR LES NORMES DES FAMILLES FAC ET TPL

[222] Dans ses commentaires transmis en janvier 2013, NLH exprime sa préoccupation à l'égard des différences entre les contingences spécifiées dans les normes des familles FAC et TPL¹³².

[223] À la suite des séances de travail tenues en 2013, NLH identifie, entre autres, les enjeux suivants comme étant encore pertinents au dossier et étant restés sans réponse de la part du Coordonnateur¹³³ :

- La définition et l'identification du BPS (le Réseau bulk), en faisant valoir que la définition proposée par le Coordonnateur dans le Glossaire et celle utilisée par le NPCC sont différentes. NLH indique également que le critère A-10 du NPCC utilisé pour identifier les éléments du Réseau bulk n'a pas fait l'objet d'un examen dans le cadre du dossier. L'intervenante croit que le Coordonnateur devrait fournir la méthodologie utilisée pour déterminer que le Réseau bulk est le champ d'application pour certaines normes de fiabilité.
- Les contingences définies pour certaines normes de fiabilité des familles TPL et FAC, en faisant valoir que le Coordonnateur propose d'utiliser des contingences sur le Réseau bulk pour certaines normes TPL alors qu'il utilise des contingences sur le RTP pour certaines normes FAC.

[224] Dans son argumentation, NLH soutient que le Coordonnateur n'a pas démontré adéquatement la nécessité de définir le RTP et le Réseau bulk comme champs d'application des normes, alors que le champ d'application par défaut de l'industrie est le « Bulk Electric System » (BES). NLH ajoute que le Coordonnateur n'a pas suffisamment justifié la détermination des éléments qui font partie du RTP et du Réseau bulk¹³⁴.

¹³² Pièce C-4-39-NLH, p. 7 et 8.

¹³³ Pièce C-4-43-NLH, p. 1 et 2.

¹³⁴ Pièce C-4-49-NLH, Commentaires, p. 2.

[225] Aussi, NLH soumet que la définition du Réseau bulk prévue au Glossaire est ambiguë. Cette ambiguïté relève à la fois de l'absence de certains termes désignés dans la définition proposée par le Coordonnateur, alors qu'ils sont utilisés dans la définition du NPCC, ainsi que de la définition même du Réseau bulk du NPCC tel qu'identifiée par la FERC. NLH rapporte que la FERC a mentionné que la définition du Réseau bulk pour le NPCC inclut moins d'entités à la définition du BES de la NERC¹³⁵.

[226] De plus, NLH souligne que la FERC a supprimé la discrétion prévue pour les *organisations régionales de fiabilité* (RRO), dont le NPCC, dans la détermination de leur propre définition du « Bulk Electric System » (BES), au profit de la nouvelle définition du BES de la NERC¹³⁶. L'intervenante souligne, par ailleurs, que le Coordonnateur n'a pas inclus au Glossaire la nouvelle définition du BES même si elle figure dans le Glossaire de la NERC depuis février 2013.

[227] Puisque le champ d'application qui prévalait dans la région du NPCC, le Réseau bulk, a été remplacé par un champ d'application ayant une plus grande portée, NLH suggère que les documents appuyant le critère A-10 du NPCC permettant la détermination des éléments du Réseau bulk « *will be substantially modified or withdrawn* »¹³⁷.

[228] NLH est préoccupée par les aspects suivants à l'égard de la méthodologie (critère A-10 du NPCC) utilisée par HQT pour désigner les installations du Réseau bulk :

- Les essais et les simulations réalisés selon cette méthodologie sont la propriété du *planificateur de réseau de transport* (TP), soit HQT, étant également le principal *fournisseur de service de transport* (TSP) au Québec, et non celle du Coordonnateur et, par conséquent, sont confidentiels¹³⁸.
- Les normes TPL utilisent, dans le cadre de la planification du réseau, la liste des éléments du Réseau bulk identifiés selon cette méthodologie. L'évolution de cette liste manque de transparence et pourrait être préférentielle¹³⁹.

¹³⁵ Pièce C-4-49-NLH, Comments, p. 5.

¹³⁶ Pièce C-4-49-NLH, Comments, p. 7.

¹³⁷ Pièce C-4-49-NLH, Comments, p. 7 et 8.

¹³⁸ Pièce C-4-49-NLH, Comments, p. 9.

¹³⁹ *Ibid.*

- La méthodologie devrait être examinée par la Régie dans le cadre d'une audience publique. Sans cet examen, NLH est d'avis qu'il est difficile pour la Régie de s'assurer que les normes en lien avec la méthodologie en question sont justes et raisonnables et ne sont ni préférentielles ni indûment discriminatoires¹⁴⁰. NLH souligne qu'aux États-Unis, la FERC a entrepris un processus public avec audience sur la définition du BES et a ainsi déterminé les éléments visés par les normes de fiabilité¹⁴¹.

[229] De plus, en 2013, NLH soulève un enjeu plus spécifique quant à la cohérence entre les champs d'application de certaines normes TPL et FAC. Elle prétend que la Régie n'a pas requis du Coordonnateur qu'il justifie adéquatement la désignation du Réseau bulk comme champ d'application pour les normes TPL-001 à TPL-004, alors que le champ d'application des normes FAC-010 et FAC-011 est le RTP¹⁴².

[230] NLH rapporte l'ordonnance n° 705 de la FERC, dans laquelle cette dernière exprime sa préoccupation quant à des contingences différentes pour les normes TPL dans la planification du réseau et pour les normes FAC dans le calcul des limites d'exploitation du réseau (SOL) dans l'horizon de planification :

« 49. Because the TPL series of Reliability Standards sets the foundation for the types of contingencies to be considered to meet requirements in the FAC Reliability Standards, and the FAC Reliability Standards are intended to be consistent with the set of contingencies identified in the TPL Reliability Standards, the Commission would be concerned if the TPL Reliability Standards use one set of contingencies to plan the system, while the FAC Reliability Standards generate another set to calculate SOLs in the planning horizon. As NERC acknowledges, as the TPL series of Reliability Standards is modified, conforming changes to the corresponding lists of contingencies in the FAC or MOD series of Reliability Standards are expected to be necessary to ensure consistency in the list of contingencies. Similarly, the Commission believes that as FAC or MOD Reliability Standards are updated, the TPL series of Reliability Standards must be updated to remain consistent. Therefore, we direct that any revised TPL Reliability Standards must reflect consistency in the lists of contingencies between the two Reliability Standards. Should NERC file such revised TPL Reliability Standards, the Commission will review the resulting Reliability Standards for

¹⁴⁰ Pièce C-4-49-NLH, Comments, p. 10.

¹⁴¹ Pièce C-4-49-NLH, Comments, p. 9.

¹⁴² Pièce C-4-49-NLH, Comments, p. 10.

compliance with our directives in Order Nos. 890 and 693 concerning consistency for SOLs, transfer capability and TTC »¹⁴³. [nous soulignons]

[231] NLH fait valoir que le Coordonnateur aurait dû fournir une analyse technique ou un guide d'application des normes, ce qui a d'ailleurs été fait tant par la NERC que le NPCC sur les questions en lien avec les champs d'application des normes TPL et FAC. De cette manière, il aurait été possible d'évaluer si les normes proposées par le Coordonnateur sont égales ou supérieures aux normes de la NERC et si les changements proposés par le Coordonnateur résultent de l'unicité technique du réseau d'HQT ou s'ils sont recommandés sur la base de pratiques régionales historiques qui pourraient être préférentielles¹⁴⁴.

[232] NLH rappelle que le principe à l'effet que toute variante régionale des normes de la NERC doit être égale ou supérieure aux normes d'origine a été énoncé à l'article 4.2 de la première entente signée entre la Régie, la NERC et le NPCC¹⁴⁵.

[233] Le Coordonnateur réplique à NLH comme suit¹⁴⁶ :

- Contrairement à ce que NLH avance, la désignation des éléments du Réseau bulk n'est pas basée sur la définition du Glossaire, mais bien sur le critère A-10 qui fournit la méthodologie à appliquer pour identifier ces éléments.
- L'expression Réseau bulk n'est pas sujette à interprétation, puisque les éléments constituant ce réseau sont inscrits au Registre des entités qui est soumis à l'approbation de la Régie.
- La liste des éléments du Réseau bulk a fait l'objet d'une « acceptation de principe » dans la Décision.
- Les champs d'application différents des normes FAC et TPL ont déjà été acceptés dans la Décision.
- « [L]es préoccupations de la FERC mentionnées par NLH en ce qui a trait aux différences entre les contingences utilisées dans les normes FAC et TPL n'ont toujours pas été réglées par la mise en vigueur de nouvelles versions de normes ». La même situation prévaut donc encore aux États-Unis et dans les autres juridictions.

¹⁴³ Pièce C-4-49-NLH, Comments, p. 11.

¹⁴⁴ Pièce C-4-49-NLH, Comments, p. 13.

¹⁴⁵ Pièce C-4-49-NLH, Comments, p. 14.

¹⁴⁶ Pièce B-135, p. 6 et 7.

- Contrairement à ce qu'affirme NLH, le critère A-10 est toujours en vigueur dans le NPCC et, advenant le cas où ce critère serait abrogé, le Coordonnateur pourra décider d'entreprendre un processus de consultation en vue d'une demande auprès de la Régie.
- Les normes sont en constante évolution. Lorsque des changements seront requis, le Coordonnateur déposera une nouvelle demande à la Régie, après consultation. Aussi, les commentaires de NLH sont « *prématurés à ce stade* ».

Opinion de la Régie

[234] D'emblée, la Régie souligne que l'article 4.2 de la première entente cité par NLH démontre l'importance pour la Régie que la NERC et le NPCC lui soumettent une vérification comparée de la rigueur des normes proposées pour le Québec et de celles en vigueur ailleurs en Amérique du Nord. Cependant, l'entente ne lie pas la Régie à l'avis qui pourrait être émis par la NERC et le NPCC, puisque la Régie seule détient le pouvoir d'adopter les normes qu'elle examine.

[235] La Régie rappelle qu'elle a accepté, aux fins d'adoption des normes, les champs d'application proposés et qu'elle n'a pas remis en cause la liste des installations du RTP ni la liste des éléments du Réseau bulk contenues au Registre des entités visées qu'elle doit approuver.

[236] Dans la Décision, la Régie s'est déclarée satisfaite de la définition proposée par le Coordonnateur pour le Réseau bulk.

[237] La Régie rappelle également qu'elle a accepté le contenu normatif des normes dans la Décision¹⁴⁷ et qu'elle a constaté que les intervenants ne contestaient pas le champ d'application RTP proposé par le Coordonnateur pour les normes déposées¹⁴⁸. Elle croit utile de rappeler qu'elle a alors reconnu la nécessité d'appliquer certaines normes à un champ d'application plus large que le Réseau bulk afin d'assurer la fiabilité du transport d'électricité au Québec.

¹⁴⁷ Décision D-2011-068, p. 32, par. 126.

¹⁴⁸ Décision D-2011-068, p. 24, par. 83.

[238] En suivi de la Décision, la Régie se déclare satisfaite de la liste des éléments identifiés comme faisant partie du Réseau bulk suivant la méthodologie prescrite au critère A-10 du NPCC et inscrits au Registre des entités visées.

[239] La Régie note que NLH se réfère à la définition du « Bulk Electric System » (BES) de février 2013.

[240] La Régie croit utile de préciser qu'elle est au fait de l'évolution des définitions des champs d'application aux États-Unis que soulève NLH¹⁴⁹, ainsi que de l'évolution du contenu normatif des normes déposées initialement qui s'est d'ailleurs reflétée dans le présent dossier par le dépôt de nouvelles versions de normes. Cependant, elle juge qu'elle n'a pas à débattre de l'évolution des champs d'application dans le cadre du présent dossier, en suivi de la Décision de surcroît, puisque cette dernière a déjà accepté le contenu normatif des normes et de leurs champs d'application respectifs, tel que proposé par le Coordonnateur au moment de la Décision.

[241] La Régie comprend qu'aux contingences différentes considérées dans les deux familles de normes découlant des libellés même des normes de la NERC déposées par le Coordonnateur, s'ajoute la distinction que fait le Coordonnateur quant aux installations sur lesquelles ces contingences sont appliquées au Québec.

[242] La Régie prend note de la réplique du Coordonnateur à l'effet que « *les préoccupations de la FERC mentionnées par NLH en ce qui a trait aux différences entre les contingences utilisées dans les normes FAC et TPL n'ont toujours pas été réglées par la mise en vigueur de nouvelles versions de normes* »¹⁵⁰.

[243] À cet égard, la Régie est d'avis que cette préoccupation relative aux différences entre les contingences prévues et exprimée par la FERC demeurerait même si les champs d'application des familles de normes TPL et FAC devaient être identiques au Québec. La Régie considère que puisque cette préoccupation relative aux contingences différentes est

¹⁴⁹ Pièce C-4-49-NLH, Comments, p. 7.

¹⁵⁰ Pièce B-135, par. 48.

à l'étude à la NERC, cela pourrait amener cette dernière à élaborer de nouvelles versions de normes, lesquelles seront sujettes à être soumises, ainsi que leurs Annexes, par le Coordonnateur aux fins d'adoption.

[244] Par ailleurs, la Régie note que la norme FAC-011, telle que déposée par le Coordonnateur, ne vise que le Coordonnateur qui exploite le réseau RTP, afin d'assurer sa fiabilité selon des contingences différentes de celles prévues pour sa conception, selon les exigences des normes TPL.

[245] Compte tenu de ce qui précède, la Régie ne donne pas suite aux commentaires soumis par NLH en lien avec la définition du « Bulk Power System » (BPS) et du « Bulk Electric System » (BES) et à ceux en lien avec les différences de contingences des normes FAC et TPL.

[246] La Régie examine ces normes à la section 4 de la présente décision.

3.6 LE RENVOI À DES CRITÈRES DU NPCC ET À D'AUTRES RÉFÉRENCES EXTERNES

[247] Dans la Décision, la Régie rejette la proposition du Coordonnateur de rendre obligatoire le respect de critères du NPCC, l'*organisation régionale de fiabilité* (RRO) pour le Québec, par simple renvoi dans les normes de fiabilité qu'elle adopte¹⁵¹.

[248] Les normes dont certaines exigences comportaient alors un renvoi obligatoire à des critères du NPCC étaient les normes EOP-005-1, EOP-009-0, PRC-007-0, PRC-008-0, PRC-009-0, PRC-015-0, PRC-018-1 et TOP-002-2¹⁵².

[249] Depuis, les normes EOP-005-1 et EOP-009-0 ont été retirées du dossier et la norme TOP-002-2 a été remplacée par la norme TOP-002-2.1b.

¹⁵¹ Décision D-2011-068, p. 50, par. 210.

¹⁵² Décision D-2011-068, p. 48, par. 198.

[250] Lors de la séance de travail du 14 mai 2013, le Coordonnateur souscrit à l'engagement suivant et y répond comme suit :

« Engagement 6

[...]

Mettre à jour la liste des encadrements régionaux qui définissent les exigences régionales au soutien des normes déposées.

R6 : Voir la liste des encadrements du NPCC à la pièce HQCMÉ-9, Document 1.

Une disposition particulière a été ajoutée aux annexes « Québec » des normes MOD-010-0, MOD-012-0, PRC-004-2a, PRC-007-0, PRC-008-0, PRC-009-0, PRC-015-0 et PRC-016-0.1 afin d'inclure une référence statique à ces encadrements régionaux émis par le NPCC »¹⁵³.

[251] Dans la demande amendée du 11 juillet 2013, le Coordonnateur soumet une proposition (la Proposition) qui, selon lui, tient compte des éléments de la Décision et de la Décision partielle pertinents à cet enjeu. Pour l'essentiel, la Proposition comprend les aspects suivants¹⁵⁴ :

- le recours à des renvois statiques aux documents pertinents du NPCC déposés;
- la demande d'adoption par la Régie, lors d'une modification de version du document du NPCC faisant l'objet d'un renvoi statique, d'une nouvelle version de la norme de fiabilité visée par cette modification;
- la demande d'exclure ces documents du processus de sanction des normes dans le cadre de la phase 2 du présent dossier.

[252] Au soutien de sa demande, le Coordonnateur dépose le tableau suivant et, dans leur version originale en anglais, les documents NPCC faisant l'objet d'un tel renvoi statique¹⁵⁵ :

¹⁵³ Pièce B-119, HQCMÉ-7, document 5, p. 3.

¹⁵⁴ Pièce B-121, demande amendée, par. 28 à 32.

¹⁵⁵ Pièce B-121, HQCMÉ-9, document 1 révisé, p. 3.

TABLEAU 1
LISTE DES ENCADREMENTS RÉGIONAUX, PAR NORMES
ET EXIGENCES DE LA NERC

NORME	Exigence	Documents du NPCC présentant les exigences régionales	Date de révision
MOD-010-0	E1, E2	Document C-29 « Procedures for System Modeling : Data Requirements and Facility Ratings »	mars 2007
MOD-012-0	E1, E2	Document C-29 « Procedures for System Modeling : Data Requirements and Facility Ratings »	mars 2007
PRC-004-2a	E1, E2, E3	Document C-45 « Procedure for Analysis and Reporting of Protection System Misoperations »	25 mai 2011
PRC-007-0	E1, E2, E3	Directory #12 « UFLS Program Requirements »	3 mars 2010
PRC-008-0	E1, E2	Directory #12 « UFLS Program Requirements »	3 mars 2010
PRC-009-0	E1, E2	Directory #12 « UFLS Program Requirements »	3 mars 2010
PRC-015-0	E2, E3	Directory #7 « Special Protection System »	27 décembre 2007
PRC-016-0.1	E1, E3	Directory #7 « Special Protection System »	27 décembre 2007

[253] La Régie note que la norme TOP-002 qui était identifiée, au moment de la Décision, dans la liste des normes dont certaines exigences comportaient un renvoi à des critères du NPCC, ne figure plus dans cette liste de normes mise à jour par le Coordonnateur en juillet 2013.

[254] À cet égard, dans la Décision procédurale, la Régie demande aux participants de commenter, lors de leur argumentation à l'audience d'octobre 2013, 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 contexte¹⁵⁶.

¹⁵⁶ Décision D-2013-149, p. 24, par. 90.

[255] Lors de l'audience des 10 et 11 octobre 2013, le Coordonnateur dépose une proposition subsidiaire (la Proposition subsidiaire) qu'il introduit de la façon suivante :

« *Ce qu'on vous propose d'entrée de jeu, c'est une modification à chacune de ces normes-là, en disposition particulière, de façon, là, à éliminer le renvoi à l'exigence, au document établi par le NPCC, et ce, en attendant que le NPCC établisse de telles exigences sous forme de norme de fiabilité qu'on pourra déposer par le processus prévu par la Régie de l'énergie* »¹⁵⁷.

[256] Telle que présentée en audience, la Proposition subsidiaire comprend les aspects suivants¹⁵⁸ :

- les dispositions particulières des Annexes des huit normes sont modifiées afin d'éliminer le renvoi aux documents du NPCC, en attendant que le NPCC établisse de telles exigences sous forme de normes, qui seront alors déposées à la Régie;
- les exigences visées seront non obligatoires et non sujettes à sanction;
- les renvois aux documents du NPCC et les références à l'*organisation régionale de fiabilité* (RRO) sont adaptés selon chacune des normes :
 - certaines exigences de normes réfèrent aux exigences du *coordonnateur de la planification* (PC)¹⁵⁹ (ex. : MOD-011-0, E1¹⁶⁰) alors que pour d'autres exigences, les renvois sont éliminés (ex. : PRC-016-0.1, E1¹⁶¹);
 - les données à fournir au RRO, sur demande, seront fournies au PA (ex. : PRC-008-0, E2¹⁶²) ou encore au *coordonnateur de la fiabilité* (RC) (ex. : PRC-004-2a, E3¹⁶³).

¹⁵⁷ Pièce A-90-1, p. 55.

¹⁵⁸ Pièce A-90-1, p. 54 à 57 et pièce A-90-2, p. 8 à 18 et p. 119 à 125.

¹⁵⁹ *Coordonnateur de la planification* (PC) est la nouvelle dénomination de *responsable de la planification* (PA), mais désigne la même définition de fonction de fiabilité. Les deux dénominations de cette même fonction figurent au Glossaire.

¹⁶⁰ Pièce B-130, HQCMÉ-11, document 3.1, p. 5.

¹⁶¹ Pièce B-130, HQCMÉ-11, document 3.1, p. 49.

¹⁶² Pièce B-130, HQCMÉ-11, document 3.1, p. 33.

¹⁶³ Pièce B-130, HQCMÉ-11, document 3.1, p. 20.

[257] En argumentation, le Coordonnateur rappelle que la Régie, dans la Décision, a rejeté les renvois dynamiques aux critères du NPCC, mais n'a pas donné d'instructions de transposer les exigences des documents du NPCC en nouvelles normes. De plus, il soumet que ses propositions répondent aux décisions antérieures de la Régie, en attendant que le NPCC transpose ses critères dans de nouvelles normes :

« Ces critères ne peuvent pas être transposés sous forme de norme et le Coordonnateur ne juge pas approprié de le faire.

Et ici ce qui était indiqué, c'est qu'il y avait un processus en cours au NPCC pour en faire des normes. D'ailleurs, c'est ce qui est indiqué au point suivant. Et que lorsque ce serait le cas, le Coordonnateur les déposerait à la Régie.

Enfin, la proposition du Coordonnateur était de rendre obligatoires certains documents pour avoir l'équivalent du régime en place aux États-Unis.

Maintenant, dans sa décision où elle a rejeté, où la Régie a rejeté ces renvois, la Régie avait évidemment pris connaissance de la preuve du Coordonnateur, mais n'a pas donné d'instructions de transposer les exigences des documents du NPCC en nouvelles normes. Évidemment, ce n'était pas, ça n'aurait pas été approprié, ce n'était pas le témoignage du Coordonnateur »¹⁶⁴. [nous soulignons]

[258] Selon le Coordonnateur, comme la Régie a rejeté sa proposition initiale de référer à des renvois dynamiques aux documents du NPCC, la Proposition utilise plutôt des renvois statiques, dont le respect ne sera pas obligatoire tant que le NPCC n'aura pas complété ses travaux en déterminant des normes, qui seront alors déposées. Quant à la Proposition subsidiaire, elle élimine les références aux documents du NPCC¹⁶⁵.

[259] Le Coordonnateur soumet également que les deux propositions présentées, la Proposition et la Proposition subsidiaire, ayant pour effet de ne pas rendre obligatoire le respect à des références externes, quelles qu'elles soient, sont valables, dans le contexte où l'objectif est de mettre en place un régime comparable à celui des États-Unis¹⁶⁶.

¹⁶⁴ Pièce A-90-2, p. 120 et 121.

¹⁶⁵ Pièce A-90-2, p. 122.

¹⁶⁶ Pièce A-90-2, p. 121 et 122.

[260] En argumentation, ÉLL-EBM soumet ce qui suit¹⁶⁷ :

- Les propositions du Coordonnateur ne répondent pas à la problématique soulevée dans la Décision. La Proposition fait référence aux critères du NPCC par renvoi, ce qui n'est pas prévu par la Loi et qui constitue une « *sub-délégation illégale* ».
- La norme est un tout. Il lui est difficile de considérer qu'une portion de la norme ne soit pas obligatoire et questionne la pertinence d'adopter une norme avec des exigences non obligatoires. Cette problématique s'applique aux deux propositions du Coordonnateur.
- La Proposition subsidiaire fait référence à des exigences du *coordonnateur de la planification* (PC) qui ne sont pas encore déterminées. Ainsi, l'entité visée ne sait pas à quoi s'en tenir. Dans ce cas, l'intervenant souligne l'« *imprécision de la norme* »¹⁶⁸.
- Dans les deux cas, la solution serait d'inclure les exigences (critères NPCC ou exigences du PC) « *au long à la norme* » et de soumettre le tout à la Régie pour examen¹⁶⁹.

[261] RTA soumet, en argumentation, qu'elle partage les propos d'ÉLL-EBM et souligne ce qui suit :

« *Il est un peu paradoxal de faire référence à des exigences qui n'existent pas dans des normes et que les normes s'appliquent. Enfin, je ne sais pas ce qui va s'appliquer et comment ça va s'appliquer* »¹⁷⁰.

[262] De plus, l'intervenante souligne que conformément à la Loi, la Régie ne peut adopter que des normes et que les documents du NPCC visés ne sont pas des documents qui peuvent être qualifiés de « *normes de fiabilité* ». Conséquemment, la Régie ne peut pas « *les incorporer par référence* »¹⁷¹.

¹⁶⁷ Pièce A-90-2, p. 160 à 164.

¹⁶⁸ Pièce A-90-2, p. 162.

¹⁶⁹ Pièce A-90-2, p. 163.

¹⁷⁰ Pièce A-90-2, p. 208.

¹⁷¹ Pièce A-90-2, p. 210.

[263] Finalement, RTA soumet que la Proposition subsidiaire à l'effet d'intégrer les renvois sous la forme de dispositions particulières à des exigences de normes qui n'existent pas encore rendrait ces normes incomplètes et difficilement applicables¹⁷².

[264] NLH, quant à elle, soumet, en argumentation, que la Proposition subsidiaire présentée en audience n'a pas fait l'objet d'une séance de travail impliquant les intervenants, afin d'échanger sur les modifications proposées¹⁷³.

[265] Elle ajoute que le remplacement de l'*organisation régionale de fiabilité* (RRO) par le *coordonnateur de la planification* (PC), dans les textes des normes MOD-010 et MOD-012, comme entité à laquelle certaines données seront fournies est insuffisant, puisque le PC n'a pas l'obligation de transmettre ces données au Coordonnateur, alors que ce dernier devrait également les recevoir¹⁷⁴.

[266] Le Coordonnateur réplique que les demandes d'ÉLL-EBM et de RTA d'incorporer le contenu des documents du NPCC et, conséquemment, de « *suspendre l'adoption des normes* » tant que la Régie n'aura pas adopté, par le biais des normes, le contenu des documents du NPCC, sont « *déraisonnables et n'ont aucune assise légale* »¹⁷⁵.

[267] Par ailleurs, le Coordonnateur soumet que les problématiques soulevées en lien avec les imprécisions qu'introduisent les deux propositions sont non fondées :

« À partir du moment où la Régie déclare par le moyen approprié que le texte d'une exigence n'est pas obligatoire, l'assujetti sait à quoi s'en tenir : aucune obligation de respecter un document du NPCC ne lui est imposée. Il n'y a donc aucun problème d'imprécision car aucune obligation ne lui est imposée et aucune sanction ne sera évidemment appliquée »¹⁷⁶.

Opinion de la Régie

[268] La Régie constate que, pour la Proposition, essentiellement, les renvois dynamiques aux documents du NPCC sont remplacés par des renvois statiques auxdits

¹⁷² Pièce A-90-2, p. 210.

¹⁷³ Pièce C-4-49-NLH, Comments, section 4, p. 17.

¹⁷⁴ Pièce C-4-49-NLH, Comments, section 4, p. 16 et 17.

¹⁷⁵ Pièce B-135, par. 18 et 19.

¹⁷⁶ Pièce B-135, par. 20.

documents, que ces documents sont déposés au dossier, dans leur version originale en anglais et, finalement, que les aspects normatifs à caractère technique et administratif contenus dans ces documents ne seraient pas obligatoires, puisque le Coordonnateur en demande l'exclusion du « *processus de sanction* »¹⁷⁷.

[269] À la suite de l'examen des Annexes des normes visées par la Proposition¹⁷⁸ et la Proposition subsidiaire¹⁷⁹, la Régie note les variantes suivantes dans la codification des renvois aux documents du NPCC et des références à l'*organisation régionale de fiabilité* (RRO) ou à la NERC prévus aux normes de la NERC d'origine, selon la norme en cause :

a) Proposition de base :

- suppression des renvois dynamiques;
- renvoi statique vers une procédure du NPCC¹⁸⁰;
- renvoi statique vers un répertoire du NPCC¹⁸¹;
- référence au *coordonnateur de la planification* (PC) comme destinataire de données à fournir, sur demande, en remplacement du RRO pour la norme MOD-010-0.

b) Proposition subsidiaire :

- suppression des renvois statiques;
- renvoi aux exigences du PC (ex. : MOD-010-0 et MOD-012-0) en remplacement des critères du NPCC et, pour certaines normes, suppression de toute forme de référence (ex. : PRC-004-2a et PRC-008-0);
- référence au PC ou au Coordonnateur comme destinataire de données à fournir, sur demande, en remplacement du RRO ou de la NERC (ex. : PRC-009-0).

¹⁷⁷ Pièce B-121, demande amendée, par. 28 à 32.

¹⁷⁸ Pièce B-119, HQCMÉ-8, document 1.10 révisé et pièce B-120, HQCMÉ-8, document 1.12 révisé.

¹⁷⁹ Pièce B-130, HQCMÉ-11, document 3.2.

¹⁸⁰ Document de type « C » (*Procedure*) selon la classification du NPCC.

¹⁸¹ Document de type « D » (*Directory*) selon la classification du NPCC.

Renvois aux documents du NPCC et aux exigences du coordonnateur de la planification (PC)

[270] La Régie rappelle les paragraphes de la Décision qui présentent les motifs justifiant le rejet de la proposition alors soumise par le Coordonnateur. La Régie s'exprime ainsi :

« [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 »¹⁸².

[271] Il est de l'essence même d'une exigence normative qu'elle soit obligatoire. Si la Régie détermine qu'une exigence de norme fait l'objet d'une contravention, elle peut imposer une sanction pécuniaire ou non pécuniaire, suivant les dispositions de l'article 85.10 de la Loi. Il est possible, par ailleurs, qu'une norme soit obligatoire mais que, pour une période transitoire, elle ne soit pas sujette à sanction en cas de non-conformité, comme la Régie l'a d'ailleurs ordonné dans sa décision D-2014-216¹⁸³.

[272] À cet égard, la Régie partage la position d'ÉLL-EBM et de RTA quant à la pertinence d'adopter une norme dont les exigences ne seraient pas obligatoires ou non déterminées. En effet, l'absence d'exigence ou son aspect non contraignant rend l'adoption de la norme inutile dans le cadre d'un régime obligatoire de fiabilité.

¹⁸² Décision D-2011-068, p. 50.

¹⁸³ Page 18, par. 64.

[273] La Régie réitère que les documents du NPCC ne peuvent être incorporés aux normes par renvoi de façon statique ou dynamique parce qu'ils ne sont pas des normes. Le Coordonnateur reconnaît, tel que mentionné précédemment en lien avec la Proposition subsidiaire, que les critères du NPCC ne peuvent être qualifiés de normes au Québec. Il indique, en outre, qu'un processus de normalisation de certains critères est en cours au NPCC et que, le cas échéant, le Coordonnateur les déposera à la Régie.

[274] Quant à la proposition d'ÉLL-EBM d'inclure les critères du NPCC ou du *coordonnateur de la planification* (PC) « *au long à la norme* » à la place d'un renvoi, la Régie réitère qu'elle seule peut adopter des normes, conformément à l'article 85.6 de la Loi. En outre, la reproduction de critères du NPCC « *au long à la norme* » proposée, si tant est que ces critères étaient sous forme de norme, ce qui n'est pas le cas, ne pourrait valoir que si elle était traduite en français. Par conséquent, la proposition d'ÉLL-EBM ne peut être retenue.

[275] Enfin, tel que la Régie le précise au paragraphe 117 de la Décision :

*« [117] La Régie juge que les exigences d'une norme de fiabilité doivent être clairement définies, que le niveau de conformité attendu doit être mesurable et que les éléments normatifs des exigences doivent être adéquatement codifiés et regroupés au sein d'un seul document facilement accessible et complet en lui-même »*¹⁸⁴. [nous soulignons]

[276] La Régie comprend, notamment, de la Proposition du Coordonnateur que les exigences faisant l'objet de renvois à des documents du NPCC, dont le contenu ne serait pas adéquatement codifié sous forme de norme, ne seraient pas sujettes à sanctions. Quant à la Proposition subsidiaire, le Coordonnateur soutient que les exigences visées ne seront ni obligatoires ni sujettes à sanctions.

[277] De l'avis de la Régie, tant la Proposition que la Proposition subsidiaire ne peuvent être retenues. En effet, les éléments normatifs des exigences doivent être codifiés sous forme de norme afin que leur respect soit obligatoire, même dans un mode transitoire,

¹⁸⁴ Décision D-2011-068, p. 30.

en attendant que le NPCC élabore ses critères sous forme de norme, pour être obligatoires et sujets à sanctions dans le cadre du régime obligatoire de fiabilité du transport d'électricité au Québec. Ainsi, les prescriptions exprimées par la Régie au paragraphe 117 de la Décision ne sont respectées dans aucune des deux propositions du Coordonnateur.

[278] En conclusion, la Régie rejette les propositions de toutes formes de renvois à des exigences et critères du NPCC ou du PC qui ne sont pas clairement codifiés dans les Annexes des normes, autres que les renvois prévus à la Loi, comme le renvoi à une norme adoptée par la Régie, par exemple.

[279] La Régie constate que le retrait des renvois n'est pas justifié dans la Proposition subsidiaire, malgré l'impact potentiel de ce retrait sur la fiabilité du transport au Québec.

[280] Compte tenu de ce qui précède, la Régie rejette la Proposition et la Proposition subsidiaire du Coordonnateur et rejette la demande d'adoption des normes MOD-010-0, MOD-012-0, PRC-004-2a, PRC-007-0, PRC-008-0, PRC-009-0, PRC-015-0 et PRC-016-0.1.

Références au RRO ou à la NERC

[281] Bien que la Régie se soit exprimée précédemment sur le rejet de la demande d'adoption des normes MOD-010-0, MOD-012-0, PRC-004-2a, PRC-007-0, PRC-008-0, PRC-009-0, PRC-015-0 et PRC-016-0.1 faisant l'objet de renvois à des documents externes, elle juge utile d'apporter certaines précisions quant aux références à l'*organisation régionale de fiabilité* (RRO) ou à la NERC dans certaines exigences de ces normes, ainsi qu'à d'autres normes à traiter dans la présente décision.

[282] Dans la Proposition, la Régie note, pour ce qui est de l'exigence E2 des normes MOD-010-0 et MOD-012-0, que, selon leur Annexe respective, le rôle du RRO est transféré au *coordonnateur de la planification* (PC) au Québec.

[283] La Régie comprend que la mention du RRO, dans les exigences visées, fait référence à des données à fournir par les entités au RRO ou à la NERC, à leur demande.

[284] Elle note également le même transfert de désignation, du RRO vers le PC, dans la Proposition subsidiaire pour la majorité des normes visées et, dans le cas de la norme PRC-004-2a, du RRO vers le *coordonnateur de la fiabilité* (RC).

[285] La Régie s'étonne, dans le modèle actuel de fiabilité du Québec, de ce transfert de rôle du RRO au PC ou au RC.

[286] Dans la perspective de l'évolution du dossier et du cadre de la mise en place d'un régime obligatoire de fiabilité au Québec, ces diverses propositions ont contribué à susciter une réflexion plus approfondie sur l'encadrement de l'application et de la surveillance des normes de fiabilité ainsi que sur les responsabilités que la NERC ou le NPCC, à titre de RRO, aux fins du maintien de la fiabilité du système de production-transport d'électricité de l'Amérique du Nord, lequel inclut l'Interconnexion du Québec.

[287] À cet égard, à la lecture même des libellés des exigences des normes, la Régie comprend que le RRO et la NERC assurent, via l'application de normes de fiabilité, la coordination et la supervision d'activités opérationnelles intra et extra-régionales.

[288] Par ailleurs, la Régie note que plusieurs normes déposées à traiter dans la présente décision, autres que les normes MOD-010 et MOD-012, comprennent des libellés d'exigences faisant référence à la demande de la NERC ou du RRO de produire ou de transmettre de la documentation ou des données.

[289] La Régie comprend qu'une entité du Québec qui ne répondrait pas à la demande de la NERC, telle que libellée dans le texte de l'exigence concernée, serait en situation de non-conformité pour cette exigence.

[290] La Régie rappelle qu'elle doit s'assurer que le transport d'électricité au Québec s'effectue conformément aux normes de fiabilité qu'elle adopte, qu'elle est chargée d'en surveiller l'application et la conformité et qu'elle ne peut déléguer ses pouvoirs à un organisme externe.

[291] Cependant, conformément à la Loi¹⁸⁵, la Régie peut, avec l'autorisation du gouvernement, conclure une entente avec un organisme « *qui lui démontre son expertise dans les domaines de l'établissement ou de la surveillance de l'application des normes de fiabilité du transport d'électricité notamment pour [...] lui fournir des avis ou des recommandations* » [nous soulignons]. Une telle entente a été conclue avec la NERC et le NPCC.

[292] Par conséquent, la NERC ou le RRO peuvent fournir des avis et des recommandations à la Régie. Ainsi, dans le libellé d'une exigence de norme, la demande de produire ou transmettre, à la demande de la NERC ou du RRO, de la documentation ou des données, ne pourrait se traduire, au Québec, que sous la forme d'une recommandation à la Régie qui en ferait la demande à l'entité visée, si elle le juge requis.

[293] Par conséquent, afin de respecter le cadre réglementaire du régime obligatoire de fiabilité au Québec, la Régie est d'avis qu'il y a lieu de modifier les Annexes des normes visées, en ajoutant une disposition particulière relative aux exigences concernées ainsi qu'aux mesures de la conformité à ces exigences et aux niveaux de non-conformité correspondants, le cas échéant, lorsqu'ils réfèrent textuellement aux libellés en cause des exigences. Ces dispositions particulières devront codifier l'autorité de la Régie en matière de demande à l'entité visée de fournir de la documentation ou des données, et préciser que ces informations doivent être transmises à la Régie.

[294] La Régie identifie les 16 normes suivantes à traiter dans la présente décision, comprenant des exigences avec des renvois à une demande du RRO ou de la NERC de transmettre des informations : FAC-002-1 (E2), MOD-017-0.1 (E1.4), MOD-018-0 (E2), MOD-019-0.1 (E1), MOD-021-1 (E3), PRC-005-1b (E2), PRC-010-0 (E2), PRC-011-0 (E2), PRC-017-0 (E2), PRC-018-1 (E3), PRC-021-1 (E2), PRC-022-1 (E1.3 et E2), TPL-001-0.1 (E3), TPL-002-0b (E3), TPL-003-0a (E3) et TPL-004-0 (E2).

[295] La Régie est d'avis que les normes visées par ce cas de figure ne peuvent être adoptées avec les libellés de la norme de la NERC d'origine, tant que le Coordonnateur

¹⁸⁵ Article 85.4, alinéa 1, par. 3.

n'aura pas soumis, pour adoption, les Annexes des normes ainsi modifiées. **Aussi, elle demande au Coordonnateur de déposer, dans le cadre d'un nouveau dossier, les normes visées ainsi que leurs Annexes modifiées au plus tard le 25 septembre 2015.** La Régie traite de ces normes plus précisément à la section 4 de la présente décision.

[296] La Régie constate qu'elle a déjà adopté la norme FAC-001-0 (E3) dont le libellé réfère à la transmission d'informations à la NERC ou au NPCC, à leur demande. **La Régie demande au Coordonnateur de modifier l'Annexe de la norme FAC-001-0, selon les prescriptions énoncées précédemment, et de la joindre au nouveau dossier visé par la demande précédente, afin de la soumettre de nouveau, pour adoption, au plus tard le 25 septembre 2015.** La norme FAC-001-0 ne sera pas mise en vigueur tant que son Annexe modifiée n'aura pas été examinée et adoptée par la Régie.

[297] Par ailleurs, la Régie note que plusieurs autres normes déposées, dont, par exemple, les normes BAL-003-0.1b (E1.2) et EOP-002-3.1 (E9.2) déjà adoptées, comprennent des libellés d'exigences avec l'obligation, pour une entité visée, de transmettre de la documentation ou des données à la NERC ou au RRO. À titre d'exemples, la Régie reproduit le libellé de certaines exigences ainsi que celui des exigences nécessaires à la mise en contexte :

Norme EOP-002-3.1 :

« E9. Lorsqu'un fournisseur de service de transport prévoit hausser la priorité du service de transport d'une transaction d'échange de la priorité 6 (service de transport en réseau intégré à partir de ressources non désignées) à la priorité 7 (service de transport en réseau intégré à partir de ressources en réseau désignées), comme permis par sa convention de service de transport :

[...]

E9.2. Le coordonnateur de la fiabilité doit soumettre le rapport à la NERC pour publication sur le site Web de la NERC, en indiquant la puissance attendue totale en MW qui pourrait avoir sa priorité de service de transport modifiée ». [nous soulignons]

Norme BAL-003-0.1b :

« E1.2. Chaque responsable de l'équilibrage doit déclarer son réglage de la compensation en fréquence et la méthode utilisée pour le calculer au « comité d'exploitation » de la NERC ».

[298] La Régie comprend, à la lecture de ces libellés, dans le cas de la première exigence citée (EOP-002-3.1, E9.2), que la transmission d'un rapport de données précises du *coordonnateur de la fiabilité* (RC) à la NERC, en temps réel ou presque, permet la prise de décisions opérationnelles immédiates afin d'assurer le maintien de la fiabilité. Dans le cas de la deuxième exigence citée (BAL-003-0.1b, E1.2), la transmission d'informations spécifiques au comité d'exploitation de la NERC a pour but de supporter, en temps différé, les activités opérationnelles de coordination aux fins du maintien de la fiabilité, dans l'ensemble des Interconnexions concernées. Dans ces deux cas, la Régie est d'avis que la documentation ou les informations d'ordre opérationnel doivent être transmises au RRO ou à la NERC, tel que prévu aux libellés des normes.

[299] La Régie est donc d'avis qu'il est nécessaire que les informations à transmettre par une entité du Québec à la NERC ou au RRO, ou à une autre entité hors-Québec comme, par exemple, un autre RC, dans le cadre opérationnel en temps réel et en temps différé du maintien de la fiabilité, leur soient transmises, tel que libellé dans les exigences concernées.

[300] Par contre, dans la perspective du respect du cadre réglementaire du régime obligatoire de fiabilité au Québec, la Régie est d'avis que les informations devant être fournies, selon le libellé d'une exigence, à un organisme externe, soit le NPCC ou la NERC, à des fins de surveillance de l'application des normes de fiabilité, doivent être transmises à la Régie.

[301] Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur d'identifier, le cas échéant, pour les normes déjà adoptées, ces deux différents cas de figures déterminant si l'entité visée doit plutôt transmettre à la Régie la documentation ou les informations selon le libellé de l'exigence visée, plutôt qu'à la NERC ou au NPCC. La Régie demande au Coordonnateur de traiter de cette question, à l'occasion du dépôt du nouveau dossier demandé précédemment, au plus tard le 25 septembre 2015.

3.7 LA RÉOUVERTURE D'ENQUÊTE – EXCLUSION DES PRODUCTEURS À VOCATION INDUSTRIELLE

Contexte

[302] Dans la Décision, la Régie acceptait le contenu des 95 normes de fiabilité de la NERC déposées dans le présent dossier. Elle acceptait également les aspects normatifs québécois contenus dans le Registre des entités, le Registre des installations et les Matrices d'application et demandait au Coordonnateur d'intégrer ces aspects normatifs dans les Annexes des normes.

[303] À la section 2.17 du Registre des installations¹⁸⁶ faisant l'objet de la Décision, le Coordonnateur proposait les particularités spécifiques au Québec visant les « producteurs à vocation industrielle » (PVI) en ce qui a trait aux données de production totale de leurs installations et de la charge de leur réseau devant être fournies au Coordonnateur.

[304] Cette particularité se lisait comme suit :

« 2.17 PARTICULARITÉS RELATIVES À L'ACQUISITION DE DONNÉES DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION À VOCATION INDUSTRIELLE

Une entité visée, dont les installations de production sont presque exclusivement utilisées pour alimenter des charges industrielles appartenant à cette même entité visée, n'est pas tenue de fournir les données de ses installations de production au coordonnateur de la fiabilité, au responsable de l'équilibrage et à l'exploitant du réseau de transport en vertu des normes de fiabilité adoptée par la Régie de l'énergie. 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. Les entités exemptées de soumettre leurs données de production en vertu de la présente section sont tenues de réaliser la vérification de puissance active et réactive maximale prévue à la norme TOP-002-2, exigence E13.

De même, le coordonnateur de la fiabilité, le responsable de l'équilibrage et l'exploitant du réseau de transport ne sont pas tenus d'acquérir les données des

¹⁸⁶ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5 révisé, p. 20.

installations de production à vocation industrielle d'une entité visée s'étant prévaluée des dispositions de la présente section. Toutefois, le coordonnateur de la fiabilité, le responsable de l'équilibrage et l'exploitant du réseau de transport devront acquérir et obtenir les données aux points de raccordement du réseau de l'entité s'étant prévaluée de ces dispositions particulières.

De même, toute variation de production ayant un impact sur le transit au point de raccordement devra être coordonnée entre l'exploitant d'installation de production et le coordonnateur de la fiabilité, le responsable de l'équilibrage ou l'exploitant du réseau de transport, selon le cas »¹⁸⁷. [nous soulignons]

[305] Le Coordonnateur identifiait au Registre des installations visées les exigences pour lesquelles ces particularités étaient applicables ainsi que les fonctions visées par ces exigences. Dix-huit exigences réparties dans neuf normes applicables aux entités désignées à titre d'*exploitants d'installation de production (GOP), coordonnateurs de la fiabilité (RC), responsables de l'équilibrage (BA) et exploitants de réseau de transport (TOP)* sont alors identifiées.

[306] En suivi de la Décision, le Coordonnateur identifie au Registre des entités visées les GOP suivants comme étant les PVI au Québec et précise leur capacité totale de production¹⁸⁸ :

- Domtar Inc., Usine de Lebel-sur-Quevillon (55 MVA);
- Hydro-Saguenay, Produits forestiers Résolu (110 MW);
- RTA (3 540 MVA).

[307] Ainsi, pour ce qui est de la fonction d'*exploitant d'installation de production (GOP)* visant les producteurs qui sont également des « producteurs à vocation industrielle » (PVI) (les GOP-PVI), ces particularités étaient applicables aux normes et exigences suivantes : IRO-004-1 (E4), TOP-001-1 (E7.1), TOP-002-2 (E3), TOP-002-2 (E15), TOP-003-0 (E1.1, E2) et TOP-006-1 (E1.1).

[308] Pour ce qui est des autres fonctions RC, BA et TOP, ces particularités étaient applicables aux normes suivantes : IRO-002 (E6), IRO-003 (E1), IRO-005 (E1.1, E1.2, E1.8 et E1.9), TOP-005 (E1 et annexe 1-TOP-005-0) et TOP-006 (E1, E1.2 et E2).

¹⁸⁷ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5 révisé, p. 20.

¹⁸⁸ Pièce B-119, HQCMÉ-6, document 7, p. A-13, A-24 et A-40.

[309] Durant l'examen du dossier, les versions de plusieurs normes soumises ont été remplacées par de nouvelles versions et certaines autres normes ont été retirées du dossier ou remises pour examen dans un dossier ultérieur¹⁸⁹.

[310] À la suite du remplacement de la version 1 de la norme IRO-005 par sa version 3.1a, l'examen de cette norme est reporté à un dossier ultérieur.

[311] De plus, comme l'indiquent les tableaux ci-dessous, reconstitués par la Régie, ces changements de versions de normes ont, entre autres, pour conséquence de ne plus considérer la norme IRO-004 parmi les normes visées par l'enjeu faisant l'objet de la réouverture d'enquête et applicables aux entités GOP-PVI.

TABLEAU 2
IMPACT DES CHANGEMENTS DE VERSIONS DE NORMES SUR L'APPLICATION
DE LA SECTION 2.17 SUR LES ENTITÉS GOP-PVI

Exigence	Changement
IRO-004-1 - E4	Norme remplacée par IRO-004-2 - exigence retirée
TOP-001-1 - E7.1	Norme remplacée par TOP-001-1a - exigence maintenue
TOP-002-2 - E3 - E15	Norme remplacée par TOP-002-2.1b - exigence maintenue - exigence maintenue
TOP-003-0 - E1.1 - E2	Norme remplacée par TOP-003-1 - exigence maintenue - exigence maintenue
TOP-006-1 - E1.1	Norme remplacée par TOP-006-2 - exigence maintenue

¹⁸⁹ Décision D-2014-216, annexe 1.

TABLEAU 3
IMPACT DES CHANGEMENTS DE VERSIONS DE NORMES SUR L'APPLICATION
DE LA SECTION 2.17 SUR LES ENTITÉS RC, BA OU TOP

Exigence	Changement
IRO-002-1 - E6	Norme remplacée par IRO-002-2 - exigence transférée vers E5
IRO-003-2 - E1	Norme maintenue - exigence maintenue
IRO-005-1 - E1.1 - E1.2 - E1.8 - E1.9	Norme remplacée par IRO-005-3.1a ¹⁹⁰ - exigence maintenue - exigence maintenue - exigence maintenue - exigence maintenue
TOP-005-1 - E1 - E1.1 - Annexe 1-TOP-005	Norme remplacée par TOP-005-2a - exigence modifiée - exigence modifiée - exigence maintenue
TOP-006-1 - E1 - E1.2 - E2	Norme remplacée par TOP-006-2 - exigence maintenue - exigence maintenue - exigence maintenue

[312] Dans sa correspondance du 1^{er} novembre 2012¹⁹¹, RTA, entre autres, informe la Régie que, le 12 octobre 2012, le Coordonnateur a transmis aux intervenants, pour commentaires, plusieurs normes qu'il entendait soumettre à la Régie pour adoption, dont les normes TOP-001-1a et TOP-002-2.1b¹⁹². Ces deux normes sont visées par la particularité décrite précédemment.

¹⁹⁰ Norme reportée à un dossier ultérieur.

¹⁹¹ Pièce C-5-32-RTA.

¹⁹² Pièce C-5-32-RTA, p. 2.

[313] Dans cette même correspondance à la Régie, RTA précise ce qui suit :

« En réponse aux commentaires préliminaires de RTA sur cet envoi, le Coordonnateur a indiqué le 29 octobre 2012 qu'il verra à intégrer les éléments pertinents de la section 2.17 dudit Registre (pièce B-54) aux annexes « dispositions particulières applicables au Québec » des normes TOP-001-1a et TOP-002-2.1b »¹⁹³.

[314] De plus, RTA soumet à la Régie que les « annexes « dispositions particulières applicables au Québec » » des autres normes visées par l'application de la section 2.17 du Registre des installations « doivent faire état et intégrer les principes qui y sont clairement énoncés »¹⁹⁴.

[315] Dans sa correspondance du 21 janvier 2013, RTA réitère sa position et soumet la demande suivante :

« Afin de se conformer à l'entente intervenue à l'automne 2010, RTA demande donc au Coordonnateur de la fiabilité et à la Régie, le cas échéant, en sus de la demande formulée par RTA dans sa lettre de commentaires du 1^{er} novembre 2012 (C-5-32), que les éléments suivants soient retirés du texte de la section 2.17 du Registre B-54 qui sera intégré par le Coordonnateur de la fiabilité dans les « annexes Québec » de toutes normes visées, à savoir :

« la production totale de leurs installations de production de même que la charge de leur réseau » »¹⁹⁵.

[316] La codification des aspects normatifs prévus à la section 2.17 du Registre des installations fait l'objet d'échanges lors de la séance de travail du 3 avril 2013 durant laquelle le Coordonnateur prend l'engagement de transposer les éléments pertinents de la section 2.17 du Registre des installations, selon le contexte, à titre de disposition particulière dans les textes des Annexes des normes concernées.

¹⁹³ Pièce C-5-32-RTA, p. 4.

¹⁹⁴ Pièce C-5-32-RTA, p. 5.

¹⁹⁵ Pièce C-5-35-RTA, p. 3.

[317] Le Coordonnateur dépose, le 22 mai 2013, des versions révisées des Annexes des normes en question et fait valoir que, entre autres, avec le dépôt de nouvelles versions de normes, cinq exigences initialement identifiées ont été retirées ou modifiées, de sorte qu'elles ne requièrent plus la codification de la particularité exprimée à la section 2.17 du Registre des installations¹⁹⁶.

[318] Dans sa correspondance du 10 juin 2013 qui dresse la liste des enjeux qui demeurent à la suite des cinq séances de travail tenues en 2013 portant, entre autres, sur l'ensemble des normes, dont celles visées dans cette section, RTA réitère sa demande de supprimer du texte des Annexes l'obligation, pour les « producteurs à vocation industrielle » (PVI), de soumettre en temps réel et dans l'horizon prévisionnel, « *la production totale de leurs installations de production de même que la charge de leur réseau* », plus particulièrement pour les normes IRO-002 à IRO-005, TOP-001 à TOP-003 ainsi que TOP-005 et TOP-006¹⁹⁷.

[319] Dans la Décision procédurale, la Régie ne permet pas à RTA de déposer une preuve relative aux négociations tenues en l'absence de la Régie, avant la Décision, et dont le résultat aurait été codifié à la section 2.17 du Registre des installations.

[320] Par contre, la Régie permet à RTA et au Coordonnateur de faire valoir 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* »¹⁹⁸ dans la perspective où « [...] 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 »¹⁹⁹. [nous soulignons]

[321] À la suite du dépôt de normes révisées à l'audience d'octobre 2013, RTA confirme que la transposition des éléments de la section 2.17 du Registre des installations la satisfait pour les normes IRO-002-2 (E5), IRO-003-2 (E1), IRO-004-2 (E4), IRO-005-3.1a (E1.1, E1.2, E1.3, E1.4, E1.5, E1.8 et E1.9), TOP-001-1a (E7.1), TOP-003-1 (E1.1 et E2) et TOP-005-2a (E1 et E1.1). RTA soumet que seules les normes TOP-001-1a (E4), TOP-002-2.1b (E3 et E15) et TOP-006-2 (E1, E1.1, E1.2 et E2)

¹⁹⁶ Pièce B-117, HQCMÉ-7, document 3 révisé, p. 7.

¹⁹⁷ Pièce C-5-39-RTA, p. 6.

¹⁹⁸ Décision D-2013-149, p. 15, par. 54 à 57.

¹⁹⁹ Décision D-2013-149, p. 15, par. 56.

demeurent problématiques²⁰⁰. Cependant, la Régie considère que l'enjeu relatif à l'exigence E4 de la norme TOP-001-1a est d'une autre nature et en dispose à la section 4 de la présente décision.

[322] Compte tenu de ce qui précède, la Régie examine dans la présente section la pertinence et l'impact de l'obligation de soumettre au *coordonnateur de la fiabilité* (RC), au *responsable de l'équilibrage* (BA) ou à l'*exploitant de réseau de transport* (TOP) des données sur la production totale des installations de production des PVI, de même que la charge de leur réseau en temps réel et dans l'horizon prévisionnel, en réponse aux exigences des normes TOP-002-2.1b et TOP-006-2.

Position des participants

[323] Au soutien de sa position relative à la pertinence d'obtenir des entités GOP-PVI « *la production totale de leurs installations de production de même que la charge de leur réseau* » (les Données demandées), le Coordonnateur soumet, notamment, les éléments suivants lors de l'audience des 10 et 11 octobre 2013 :

- Le réseau de RTA est interconnecté au réseau principal d'HQT par quatre liens et au réseau de transport régional par plusieurs autres liens et comprend six centrales, avec une puissance installée de l'ordre de 3 540 MVA, comparable à la puissance installée au Nouveau-Brunswick²⁰¹.
- L'équilibrage du réseau de RTA est nécessaire pour alimenter les charges d'HQD. Cet équilibrage contribue au maintien de la fiabilité de la charge locale qui permet au Coordonnateur de remplir ses obligations de *responsable de l'équilibrage* (BA)²⁰².
- Les Données demandées permettent de « *comprendre combien de transits circulent effectivement vers les charges de HQD qui sont alimentées à travers le réseau de Rio Tinto Alcan. Donc, on a besoin de cette adéquation-là pour assurer l'équilibrage, là, de la zone de fiabilité* »²⁰³.

²⁰⁰ Pièce C-5-48-RTA.

²⁰¹ Pièce A-90-1, p. 24.

²⁰² Pièce A-90-1, p. 45.

²⁰³ *Ibid.*

- L'application de toute norme de fiabilité par chacune des entités visées « *augmente le niveau de fiabilité de l'interconnexion [...] en assurant une coordination des activités [...] d'exploitation, de planification et de maintenance* »²⁰⁴.
- Au Québec, l'ensemble des entités visées fournissent ce type d'information, tout comme dans l'ensemble des juridictions où les normes de la NERC s'appliquent²⁰⁵.
- Les préoccupations de RTA relatives à la confidentialité des Données demandées ne permettent pas au Coordonnateur d'exercer pleinement son rôle au Québec²⁰⁶.
- Le Coordonnateur serait prêt à examiner une demande de RTA de s'enregistrer à titre d'*exploitant de réseau de transport (TOP)* et de *responsable de l'équilibrage (BA)*, ce qui « *résorberait* » les préoccupations de l'intervenante, bien qu'il « *ne pense pas que ça doive aller là* »²⁰⁷.

[324] Pour sa part, RTA soumet, en audience, les éléments suivants :

- le fait de fournir les données du transit au point de raccordement suffit pour les fins de la fiabilité au Québec²⁰⁸;
- il existe une instruction commune qui pose les limites aux interconnexions afin d'assurer la fiabilité depuis plusieurs années²⁰⁹;
- elle ne veut pas se soustraire à ses engagements de fiabilité ni aux normes de fiabilité mais demande de pouvoir transmettre d'autres données, en l'occurrence, la puissance nette au point de raccordement, pour arriver au même résultat, sans nuire à la fiabilité²¹⁰.

[325] RTA conclut en ces termes :

« Donc je termine là-dessus parce que c'est la même chose sur le TOP-006, hein. Premier élément, je pense que je peux conclure de la façon suivante. Est-ce que les données en question sont utiles pour la fiabilité? La réponse est non. Il n'y a

²⁰⁴ Pièce A-90-1, p. 45 et 46.

²⁰⁵ Pièce A-90-1, p. 46 et 47.

²⁰⁶ Pièce A-90-1, p. 47.

²⁰⁷ *Ibid.*

²⁰⁸ Pièce A-90-1, p. 146.

²⁰⁹ Pièce A-90-1, p. 149.

²¹⁰ Pièce A-90-2, p. 73.

pas de preuves de la part du Coordonnateur. Et la preuve est à l'effet contraire parce que dans la relation commerciale entre HQ et RTA, il n'y a jamais eu d'enjeu de fiabilité »²¹¹.

[326] Le Coordonnateur réplique que les prétentions des témoins de RTA à l'effet que les Données demandées sur sa production et sa charge n'ont pas d'impact sur la fiabilité sont « *un peu péremptoires* », puisque « *la meilleure personne pour déterminer s'il y a un impact sur la fiabilité c'est le Coordonnateur [...]* »²¹².

[327] En matière d'impact, RTA fait valoir en audience ce qui suit :

- elle ne remet pas en question l'intégrité du personnel d'Hydro-Québec, mais croit qu'une fois que les Données demandées sont fournies, la connaissance est acquise²¹³;
- dans le contexte de mouvement de personnel chez Hydro-Québec²¹⁴, ces connaissances acquises peuvent causer préjudice à RTA dans une future négociation d'entente²¹⁵;
- ce risque est accentué dans le contexte où Hydro-Québec est un monopole au Québec²¹⁶ et le principal partenaire commercial de RTA²¹⁷.

[328] Le Coordonnateur réplique que les « *allégations et insinuations de RTA* » remettent en question le cadre réglementaire et décisionnel de la Régie pour ce qui est du code de conduite du Coordonnateur (le Code de conduite), sans pour autant que RTA ne demande une modification de ce code de conduite ou ne fasse une quelconque demande à la Régie à cet égard²¹⁸.

²¹¹ Pièce A-90-2, p. 197.

²¹² Pièce A-90-2, p. 100 et 101.

²¹³ Pièce A-90-1, p. 71 et pièce A-90-2, p. 184.

²¹⁴ Pièce A-90-1, p. 71.

²¹⁵ Pièce A-90-2, p. 78.

²¹⁶ Pièce A-90-2, p. 174, 183 et 197.

²¹⁷ Pièce A-90-2, p. 196.

²¹⁸ Pièce A-90-2, p. 103 et 104.

[329] Il ajoute que RTA remet en cause le cadre réglementaire et décisionnel de la Régie quant aux aspects suivants²¹⁹ :

- la désignation d'HQCMÉ à titre de Coordonnateur;
- l'approbation du Code de conduite;
- le texte du Code de conduite.

[330] En cours de délibéré, la Régie procède à une réouverture d'enquête en lien avec cet enjeu. Dans sa correspondance du 2 septembre 2014, elle demande au Coordonnateur, entre autres, de démontrer que les Données demandées à un *exploitant d'installation de production* (GOP) qui est un « producteur à vocation industrielle » (PVI) sont essentielles pour assurer la fiabilité de l'Interconnexion du Québec. De plus, elle permet aux intervenants de commenter la réponse du Coordonnateur, et à ce dernier, d'y répliquer²²⁰.

[331] Le Coordonnateur précise que seulement deux entités bénéficient des exemptions consenties aux PVI à la section 2.17 du Registre des installations et que sa réponse à la demande de la Régie ne vise que RTA²²¹.

[332] Le Coordonnateur affirme qu'étant donné l'importance du réseau de transport de RTA et de ses installations de production, les Données demandées sont essentielles pour assurer la fiabilité de l'Interconnexion du Québec.

[333] À cet égard, il précise qu'une surestimation de l'inertie du réseau de RTA pourrait faire en sorte que le Coordonnateur sous-estime un creux de fréquence lors de certains événements sur l'Interconnexion du Québec pouvant entraîner un délestage automatique de charge locale d'HQD²²².

[334] Au soutien de son propos, il soumet un cas de figure selon lequel la puissance nette au point de raccordement serait nulle avec 100 MW de charge et 100 MW de production plutôt que 2 000 MW de charge et 2 000 MW de production.

²¹⁹ Pièce B-132, p. 5, par. 33.

²²⁰ Pièce A-98, p. 2.

²²¹ Pièce B-142, HQCMÉ-12, document 1, p. 6.

²²² Pièce B-142, HQCMÉ-12, document 1, p. 7.

[335] Le Coordonnateur soutient également que la répartition de la charge et de la production sur le réseau de RTA a un impact sur les transits des transformateurs 735-161 kV du poste du Saguenay ainsi que sur les lignes L1644, L1645, L3095 et L2325 appartenant à HQT. Par conséquent, cette répartition a un « *impact sur l'établissement des limites de transit sur l'interconnexion HQT-RTA dans l'horizon de planification* »²²³. Le Coordonnateur rappelle qu'il doit surveiller la surcharge de ces lignes et appareils²²⁴.

[336] Le Coordonnateur ajoute qu'une panne du réseau de RTA peut entraîner un impact d'environ 500 MW sur la charge d'HQD au Lac-Saint-Jean²²⁵.

[337] Il conclut de la façon suivante :

*« En conclusion, le Coordonnateur estime que la production totale, la charge totale ainsi que le transit aux points de raccordement, tant dans l'horizon prévisionnel qu'en temps réel, représentent le strict minimum en ce qui a trait aux données à fournir par les producteurs à vocation industrielle »*²²⁶.

[338] Dans ses commentaires, RTA soutient qu'elle n'a jamais fourni à l'une ou l'autre des divisions d'Hydro-Québec les informations relatives à la production totale de ses installations de production ni la charge totale de son réseau en temps réel et qu'elle a toujours considéré ces données en temps réel comme des renseignements extrêmement sensibles et confidentiels, faisant partie intégrante de ses stratégies commerciales, opérationnelles et d'affaires²²⁷.

[339] Toutefois, elle rappelle qu'elle est toujours prête à fournir, en mode prévisionnel, la production totale de ses installations de production ainsi que la charge totale de son réseau²²⁸.

²²³ Pièce B-142, HQCMÉ-12, document 1, p. 7.

²²⁴ *Ibid.*

²²⁵ Pièce B-142, HQCMÉ-12, document 1, p. 8.

²²⁶ Pièce B-142, HQCMÉ-12, document 1, p. 9.

²²⁷ Pièce C-5-54-RTA, p. 10, par. 38.

²²⁸ Pièce C-5-54-RTA, p. 10, par. 37.

[340] À cet égard, elle ajoute ce qui suit :

« Aucune exigence des normes TOP ne demande aux exploitants d'installation de production (GOP) [note de bas de page omise] de fournir des données en temps réel, que ce soit pour les groupes de production pris séparément ou globalement.

Ce sont plutôt les données en mode prévisionnel pour chaque groupe de production qui doivent être fournies aux termes des normes TOP »²²⁹.

[341] Par ailleurs, RTA soumet que la prétention du Coordonnateur à l'effet qu'il ne peut remplir son rôle de *responsable de l'équilibrage* (BA) au sens des normes de fiabilité sans information sur les totaux de production et de charge n'est pas motivée²³⁰.

[342] RTA prétend également que l'exemple fourni par le Coordonnateur n'est pas applicable à ses installations :

« Dans son premier exemple à la page 7 des Commentaires, lignes 6 à 18, le Coordonnateur soumet des valeurs qui ne peuvent aller au-delà d'un exercice purement théorique et qui ne sont pas applicables dans le cas des installations de RTA.

En effet, ces valeurs ne tiennent aucunement compte des caractéristiques du bassin hydrologique de RTA, des caractéristiques des charges d'électrolyse et des critères d'analyse des perturbations de réseau (normes TPL) »²³¹.

[343] D'autre part, pour ce qui est du Code de conduite, RTA soumet ce qui suit :

« RTA réitère qu'aucune promesse de ne pas utiliser des renseignements confidentiels ou que l'existence d'un code de conduite ne sera suffisante pour répondre adéquatement à ses préoccupations : en fait, une personne ne pourra compartimenter son esprit afin de garder séparés les renseignements confidentiels obtenus des renseignements confidentiels provenant d'autres sources. En ce qui concerne ses collègues, il y a fort à présumer que les personnes qui travaillent ensemble partagent des renseignements confidentiels et, à moins qu'un tribunal ne soit persuadé que toutes les mesures raisonnables ont été prises pour éviter

²²⁹ Pièce C-5-54-RTA, p. 8, par. 29 et 30.

²³⁰ Pièce C-5-54-RTA, p. 12, par. 47.

²³¹ Pièce C-5-54-RTA, p. 13, par. 52 et 53.

leur divulgation, il doit alors présumer que la personne ayant communiqué les renseignements confidentiels subira un préjudice »²³². [nous soulignons]

[344] À cet égard, RTA cite l'arrêt *Succession Macdonald c. Martin* de la Cour suprême du Canada qui définit les critères en vertu desquels un avocat ayant deux clients serait disqualifié s'il se trouve dans une telle situation de conflit. L'intervenante relate que la Cour suprême a conclu que « *la simple existence d'une connexité entre les mandats de deux clients représentés par un même avocat permet de conclure que les renseignements confidentiels pertinents ont été transmis à l'avocat »²³³.*

[345] Selon RTA, « *il faut également éviter tout conflit d'intérêts qui pourrait donner lieu à la perception, de la part des entités visées, que les renseignements pourraient être utilisés »²³⁴.*

[346] De plus, l'intervenante souligne que « *certaines membres du personnel actuel du Coordonnateur ont récemment participé au dossier visant à faire approuver pour HQT un contrat de service de transport d'électricité hautement confidentiel entre RTA et HQT (R-3892-2014) »²³⁵.*

[347] À l'égard du Code de conduite, RTA soumet ce qui suit :

« À moins que la Régie en vienne à la conclusion claire et non équivoque que les données en temps réel de RTA relatives à la production de ses installations de production de même que la charge totale de son réseau sont essentielles pour assurer la fiabilité de l'Interconnexion du Québec, RTA soumet qu'elle est bien fondée de proposer et d'exiger les modifications au contenu normatif de la section 2.17.

Dans le cas contraire, RTA serait seulement rassurée de transmettre de tels renseignements si la Régie ordonnait, dans le respect des principes énoncés par la Cour suprême du Canada, une révision des règles du Code de conduite du Coordonnateur pour éviter, par exemple, la situation de faits ci-haut rapportée »²³⁶. [nous soulignons]

²³² Pièce C-5-54-RTA, p. 16, par. 75.

²³³ Pièce C-5-54-RTA, p. 16, par. 76.

²³⁴ Pièce C-5-54-RTA, p. 16, par. 77.

²³⁵ Pièce C-5-54-RTA, p. 17, par. 78.

²³⁶ Pièce C-5-54-RTA, p. 17, par. 80 et 81.

[348] Enfin, RTA conclut comme suit :

« La question à laquelle le Coordonnateur fournit des éléments de réponse dans ses Commentaires n'est pas celle de savoir si le réseau de RTA a un impact ou des conséquences sur les clients ou sur le réseau de HQT. RTA est d'accord avec le Coordonnateur qu'une défaillance sur le réseau de RTA puisse avoir un impact sur le réseau d'HQ ou sur ses clients.

RTA soumet respectueusement que la seule question pertinente à laquelle il faut répondre et à laquelle le Coordonnateur n'a pas clairement justifié dans ses Commentaires est celle de déterminer si, objectivement, le fait de ne pas transmettre les données des installations de production et de charge du réseau de RTA, en temps réel, aura un impact sur l'Interconnexion du Québec. Bien que le Coordonnateur l'affirme dans ses Commentaires, il n'en a pas fait la démonstration.

Avec égard pour la conclusion proposée par le Coordonnateur, la réponse à cette question est négative et la panne de juin 2014 en est un exemple irréfutable pour démontrer que les données relatives à la production totale des installations de production de RTA de même que la charge totale de son réseau, en temps réel, ne sont pas essentielles pour assurer la fiabilité de l'Interconnexion du Québec. RTA rappelle que cet événement majeur sur son réseau n'a eu aucune incidence sur l'Interconnexion du Québec.

C'est pourquoi RTA maintient qu'il n'est pas requis de fournir ses données relatives à la production totale de ses installations de production et de charge totale de son réseau, en temps réel, mais seulement en mode prévisionnel. [...] »²³⁷. [nous soulignons]

[349] Afin de refléter sa position, RTA suggère de modifier les termes de la section 2.17 du Registre des installations :

« 2.17 Particularités relatives à l'acquisition de données des installations de production à vocation industrielle

Une entité visée, dont les installations de production sont presque exclusivement utilisées pour alimenter des charges industrielles appartenant à cette même entité

²³⁷ Pièce C-5-54-RTA, p. 17 et 18, par. 82 à 84.

visée, n'est pas tenue de fournir les données de ses installations de production au coordonnateur de la fiabilité, au responsable de l'équilibrage et à l'exploitant du réseau de transport en vertu des normes de fiabilité adoptée par la Régie de l'énergie. Toutefois, les entités visées qui ne soumettent pas leurs données de production doivent soumettre ~~en temps réel et~~ (i) 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 et (ii) en temps réel, la puissance nette au point de raccordement de leur réseau. Les entités exemptées de soumettre leurs données de production en vertu de la présente section sont tenues de réaliser la vérification de puissance active et réactive maximale prévue à la norme TOP-002-2, exigence E13 »²³⁸.

[350] Dans sa réplique, le Coordonnateur réitère les positions qu'il a exprimées, notamment à l'effet que :

- L'industrie électrique du Québec n'est pas significativement différente du reste de l'Amérique du Nord. Par conséquent, il réaffirme l'importance, pour la fiabilité, des fonctions de *coordonnateur de la fiabilité* (RC), de *responsable de l'équilibrage* (BA) et d'*exploitant de réseau de transport* (TOP)²³⁹.
- Le *coordonnateur de la fiabilité* (RC) doit effectuer la surveillance de la zone sous sa responsabilité. Il identifie à cet égard les normes IRO-003-2 (E1 et E2), IRO-005 (E1, E6 et E8) ainsi que TOP-006-2 (E5 et E6)²⁴⁰.
- Les normes de fiabilité ont été mises en place afin de prioriser et assurer l'exploitation fiable et efficace des réseaux de transport interconnectés et éviter que les intérêts commerciaux priment sur la fiabilité²⁴¹.
- Les données de la section 2.17 du Registre des installations sont les données minimales dont il a besoin pour connaître l'état du réseau²⁴².
- Le Coordonnateur est la seule entité certifiée au Québec pour les fonctions de RC, de BA et de TOP et la seule entité responsable au Québec pour remplir ces fonctions²⁴³.

²³⁸ Pièce C-5-54-RTA, p. 18 et 19, par. 87.

²³⁹ Pièce B-143, HQCMÉ-12, document 2, p. 7.

²⁴⁰ *Ibid.*

²⁴¹ Pièce B-143, HQCMÉ-12, document 2, p. 8.

²⁴² Pièce B-143, HQCMÉ-12, document 2, p. 10.

²⁴³ Pièce B-143, HQCMÉ-12, document 2, p. 11.

- Le Coordonnateur a l'expertise, les outils et l'infrastructure technologique pour remplir ces fonctions. Les systèmes d'analyse qui établissent les limites de transit en temps réel sont alimentés par des données en temps réel²⁴⁴ et ces données lui permettent d'ajuster le mode d'exploitation et d'établir les limites de transit SOL (limite d'exploitation du réseau) et IROL (limite d'exploitation pour la fiabilité de l'interconnexion) en temps réel à la suite d'événements²⁴⁵.

[351] À l'égard du commentaire de RTA à l'effet que les normes TOP n'impliquent pas la transmission de données en temps réel, le Coordonnateur réplique que tel n'est pas le cas, et réfère à cet égard à la norme TOP-006-2 « Surveillance des conditions du réseau » qui vise directement la transmission de données temps réel.

[352] Il précise que tel que libellé dans la norme, l'objectif de la norme TOP-006-2 est de « *faire en sorte que les paramètres de fiabilité critiques sont surveillés en temps réel* ». L'exigence E1 de cette norme vise la transmission de l'état des ressources de production et de transport disponibles et, par conséquent, implique nécessairement la notion de temps réel²⁴⁶.

[353] Par ailleurs, le Coordonnateur rappelle les articles 3.2 et 4.3 du code de conduite du coordonnateur de la fiabilité qui stipule, notamment, que ses décisions et actions sont priorisées par des fins de fiabilité, sans égard aux intérêts commerciaux des entités²⁴⁷.

[354] Enfin, il répond à la préoccupation exprimée par RTA relative au traitement confidentiel des données par le Coordonnateur en rappelant que la Régie a adopté et modifié le code de conduite du coordonnateur de la fiabilité et que le présent dossier n'est pas le forum approprié pour remettre en question les conditions de détermination du coordonnateur de la fiabilité au Québec et son code de conduite²⁴⁸.

²⁴⁴ Pièce B-143, HQCMÉ-12, document 2, p. 11 et 12.

²⁴⁵ Pièce B-143, HQCMÉ-12, document 2, p. 12 et 13.

²⁴⁶ Pièce B-143, HQCMÉ-12, document 2, p. 8 à 10.

²⁴⁷ Pièce B-143, HQCMÉ-12, document 2, p. 8.

²⁴⁸ Pièce B-143, HQCMÉ-12, document 2, p. 13.

Opinion de la Régie

[355] La Régie note que RTA identifie les exigences E3 et E15 de la norme TOP-002 comme problématiques²⁴⁹ en lien avec l'obligation de transmettre des données en mode prévisionnel et en temps réel, selon les termes de la section 2.17 du Registre des installations. La Régie rappelle le libellé des exigences E3 et E15 :

« E3. Chaque responsable de l'approvisionnement et chaque exploitant d'installation de production doit coordonner (quand les ententes de confidentialité le permettent) ses activités d'exploitation du jour même, du jour suivant et saisonnières avec son responsable de l'équilibrage hôte et son fournisseur de service de transport. Chaque responsable de l'équilibrage, fournisseur de service de transport doit coordonner ses activités d'exploitation du jour même, du jour suivant et saisonnières avec son exploitant de réseau de transport.

[...]

E15. À la demande du responsable de l'équilibrage ou de l'exploitant de réseau de transport, les exploitants d'installation de production doivent fournir une prévision de la production attendue de puissance active pour aider la planification de l'exploitation (ex. : une prévision de la production de puissance active pour sept jours) »²⁵⁰.

[356] La Régie constate que l'exigence E3 vise la coordination d'activités d'exploitation ne prévoyant pas expressément la transmission de données de production ou de charge en mode prévisionnel ou en temps réel. Quant à l'exigence E15, la Régie constate qu'elle ne vise que la transmission de données prévisionnelles de la production.

[357] À cet égard, la Régie prend acte de l'affirmation de RTA à l'effet qu'elle n'a pas d'objection à fournir les données de production totale de ses installations et de la charge de son réseau en mode prévisionnel, mais qu'elle s'objecte à les fournir en temps réel²⁵¹. Par ailleurs, RTA consent à fournir, en mode prévisionnel et en temps réel, la puissance nette au point de raccordement.

²⁴⁹ Pièce C-5-48-RTA.

²⁵⁰ Pièce B-121, HQCMÉ-8, document 1.8 révisé.

²⁵¹ Pièce C-5-54-RTA, p. 18, par. 84.

[358] La Régie en conclut que les exigences E3 et E15 de la norme TOP-002-2 « Planification de l'exploitation en situation normale » relatives, respectivement, à des activités de coordination de l'exploitation et à des données de production à fournir uniquement en mode prévisionnel, ne causent plus de problème à RTA. Par conséquent, la Régie en déduit que la suggestion de RTA de fournir, en mode prévisionnel, la puissance nette au point de raccordement, la production de ses installations de production et la charge de son réseau et, en temps réel, la puissance nette au point de raccordement, ne vise que la norme TOP-006-2 (E1, E1.1, E1.2 et E2).

[359] Ainsi, la Régie retient que le seul enjeu demeurant, pour ce qui est de la codification de la section 2.17 du Registre des installations, a trait à la norme TOP-006-2.

[360] L'article 85.6 de la Loi prévoit que le coordonnateur de la fiabilité doit déposer 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 qu'il estime nécessaire.

[361] Dans sa décision D-2007-95²⁵², la Régie a désigné la Direction contrôle des mouvements d'énergie d'Hydro-Québec à titre de coordonnateur de la fiabilité au Québec, conformément au pouvoir qui lui est dévolu à l'article 85.5 de la Loi.

[362] Par cette désignation, la Régie reconnaît la compétence du Coordonnateur en matière de fiabilité du réseau de transport d'électricité au Québec.

[363] La Régie rappelle toutefois que l'article 85.6 de la Loi prévoit, notamment, que le Coordonnateur doit déposer une évaluation de la pertinence et des impacts des normes déposées.

²⁵² Dossier R-3625-2007 – Demande du Transporteur afin d'obtenir la désignation du coordonnateur de la fiabilité du Québec pour sa direction Contrôle des mouvements d'énergie.

[364] Dans cette perspective, la Régie a demandé au Coordonnateur, en réouverture d'enquête, de démontrer que les données relatives à la production totale des installations d'un « producteur à vocation industrielle » (PVI) et à la charge de son réseau sont essentielles pour assurer la fiabilité de l'Interconnexion du Québec.

[365] À cet égard, la Régie comprend des affirmations du Coordonnateur que :

- l'inertie du réseau de RTA peut avoir un impact sur le comportement de la fréquence de l'Interconnexion du Québec;
- la répartition de la production et de la charge du réseau de RTA a un impact sur les transits, notamment des transformateurs 735-161 kV au poste de Saguenay, lequel poste est classé « Bulk ».

[366] Toutefois, la Régie constate que ces affirmations ne sont pas soutenues par des éléments de preuve probants démontrant que les données relatives à la production totale des installations d'un PVI et à la charge de son réseau, en temps réel, sont essentielles pour assurer la fiabilité de l'Interconnexion du Québec.

[367] Par ailleurs, la Régie note, en ce qui a trait à l'inertie du réseau que, malgré l'incertitude quant à la production de RTA en temps réel, le réseau dispose du système de délestage de charge en sous-fréquence (automatisme DSF) apte à réagir aux creux de fréquence imprévus²⁵³. Dans ce contexte, la preuve déposée ne permet pas de conclure de façon probante que la fiabilité de l'Interconnexion du Québec serait menacée par le défaut de fournir, en temps réel, les données de production des installations de RTA.

[368] Pour ce qui est de la répartition de la production et de la charge en temps réel, le Coordonnateur n'a produit aucun exemple soutenant son affirmation.

[369] De plus, le Coordonnateur n'a pas expliqué de façon probante le lien entre, d'une part, la répartition de puissance sur le réseau de RTA qui nécessite, selon la compréhension de la Régie, la connaissance de la répartition de la production et de la charge et, d'autre part, la production totale et la charge totale sur son réseau.

²⁵³ Pièce B-142, HQCMÉ-12, document 1, p. 7.

[370] Finalement, la Régie note que le Coordonnateur soumet qu'une panne du réseau de RTA peut entraîner un impact d'environ 500 MW sur la charge d'HQD au Lac-Saint-Jean. Cependant, le Coordonnateur n'a pas démontré qu'une telle panne puisse menacer la fiabilité de l'Interconnexion du Québec.

[371] **Pour ces motifs, la Régie est d'avis que la preuve soumise ne démontre pas de façon probante que la transmission, en temps réel, des données de production des installations de RTA et de la charge de son réseau sont nécessaires pour assurer la fiabilité de l'Interconnexion du Québec. Le Coordonnateur pourra toutefois, à l'occasion d'un dossier ultérieur, soumettre une demande visant l'obligation de fournir, en temps réel, lesdites informations ou toute autre information nécessaire à la fiabilité de l'Interconnexion du Québec, en soumettant une preuve probante à son soutien.**

[372] **Compte tenu de ce qui précède, la Régie demande au Coordonnateur de modifier comme suit la disposition particulière suivante de l'Annexe de la norme TOP-006-2 :**

Dispositions particulières concernant les installations de production à vocation industrielle applicables aux exigences E1, E1.1, E1.2 et E2 :

L'exploitant d'installation de production dont les installations sont principalement utilisées pour alimenter des charges industrielles n'est pas tenu d'informer le responsable de l'équilibrage et l'exploitant de réseau de transport de toutes les ressources de production disponible tel que prévu à l'exigence E1.1. Toutefois, il doit soumettre ~~en temps réel~~ et (i) dans l'horizon prévisionnel, la puissance nette aux points de raccordement de son réseau, la production totale de ses installations de production et la charge de son réseau et (ii) en temps réel, la puissance nette aux points de raccordement de son réseau.

Conséquemment, le *coordonnateur de la fiabilité, l'exploitant de réseau de transport* et le *responsable de l'équilibrage* ne sont pas tenus de connaître, de s'informer mutuellement ou d'effectuer la surveillance des ressources de production des installations de production à vocation industrielle tel que prévu aux exigences E1, E1.2 et E2. Toutefois, ils devront acquérir et obtenir, en temps réel, les données aux points de raccordement du réseau de l'entité possédant des installations de production principalement utilisées pour alimenter des charges industrielles.

The Generator Operator whose facilities are mainly used to supply industrial loads is not required to inform the Balancing Authority and the Transmission Operator of all generation resources available as required under requirement R1.1. However, it shall submit, ~~in real time~~ and (i) in the planning time horizon, the net power at the connection points of its system, total production of its generation facilities and its system load and (ii) in real time, the net power at the connection points of its system.

Consequently, the Reliability Coordinator, the Transmission Operator and the Balancing Authority are not required to know, to mutually inform themselves or to monitor the status of generation resources for generation facilities that are mainly used to supply industrial loads as required under requirements R1, R1.2 and R2. However, they shall acquire and obtain, in real time, the data at the connection points of the system of the entity that owns generation facilities that are mainly used to supply industrial loads.

[373] La Régie se prononce à la section 4 de la présente décision sur le traitement spécifique de chacune des normes dont il a été question dans cette section.

4. NORMES DE FIABILITÉ

NORME BAL-004-0 – CORRECTION DE L'ÉCART DE TEMPS

[374] Le contenu normatif de la norme BAL-004-0 a été accepté par la Régie dans la Décision. La version de cette norme de la NERC est inchangée depuis la Décision.

[375] La norme BAL-004-0 a pour objectif de « [...] *donner l'assurance que les corrections de l'écart de temps sont effectuées de telle sorte qu'elles n'ont pas d'effet négatif sur la fiabilité de l'Interconnexion* », tel que libellé à la section « Objet » de la norme²⁵⁴. Cette norme est applicable aux *coordonnateurs de la fiabilité* (RC) et aux *responsables de l'équilibrage* (BA) soit, pour le Québec, le Coordonnateur.

²⁵⁴ Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.4 révisé.

[376] L'exigence E1 de la norme BAL-004-0 précise que « [s]eul un coordonnateur de la fiabilité doit être autorisé à agir comme surveillant du temps de l'Interconnexion » et que ce surveillant est désigné par le comité d'exploitation de la NERC. De plus, la Régie note que, dans l'Annexe de la norme, aucune disposition particulière relative à cette exigence ne précise si une autre autorité que la NERC désigne, pour le Québec, le « surveillant du temps de l'Interconnexion »²⁵⁵.

[377] À cet égard, la Régie rappelle que l'identification des entités visées par les normes de fiabilité qu'elle a adoptées est de la responsabilité du Coordonnateur et est sujette à l'approbation de la Régie²⁵⁶.

[378] Par ailleurs, dans le contexte québécois où il n'y a qu'un seul RC pour l'ensemble de l'Interconnexion du Québec, la Régie est d'avis que le Coordonnateur est, *de facto*, le « surveillant du temps de l'Interconnexion » pour le Québec.

[379] Pour cette raison, la désignation du Coordonnateur, seul RC au Québec, à titre de « surveillant du temps de l'Interconnexion » par le comité d'exploitation de la NERC n'est pas requise. Ainsi, pour le moment, l'exigence E1 est sans conséquence en matière de fiabilité au Québec.

[380] La Régie est d'avis qu'il y a lieu de prévoir à l'Annexe de la norme BAL-004 une disposition particulière afin de désigner le Coordonnateur à titre de « surveillant du temps de l'Interconnexion » pour le Québec.

[381] Par ailleurs, la Régie est satisfaite du texte proposé pour l'Annexe de la norme BAL-004-0 en ce qu'il est conforme au suivi de la Décision, avec les modifications à apporter au libellé de l'Annexe. Elle est également satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais de la norme et de son Annexe, aux fins de la présente décision.

²⁵⁵ Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.4 révisé.

²⁵⁶ Article 85.13 de la Loi.

[382] **Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur de modifier l'Annexe de la norme de la NERC BAL-004-0, afin de tenir compte des modifications demandées, et de déposer cette norme et son Annexe ainsi modifiée au plus tard le 1^{er} juin 2015.**

NORME CIP-001-2A - SIGNALEMENT DES ACTES DE SABOTAGE

[383] Tel que libellé à la section « Objet » de la norme CIP-001-2a, l'objectif de cette norme est le suivant :

« Les perturbations et les anomalies dont la cause présumée ou avérée est liée à un acte de sabotage doivent être déclarées aux réseaux, aux organismes gouvernementaux et aux organismes de réglementation appropriés »²⁵⁷.

[384] Le 16 novembre 2012, le Coordonnateur requiert l'adoption de la norme CIP-001-2a en remplacement de la norme CIP-001-1. Il prétend que la norme CIP-001-2a comprend l'ajout d'une différence régionale applicable à l'Interconnexion *Electricity Reliability Council of Texas* (ERCOT) ainsi que l'ajout d'une annexe interprétative²⁵⁸.

[385] Le Coordonnateur fait alors valoir que les modifications apportées à la nouvelle version de la norme CIP-001 ne changent pas la teneur des exigences de la norme et, par conséquent, n'ont pas d'impact sur leur application au Québec.

[386] La Régie est d'avis que, par souci d'efficacité réglementaire, il y a lieu d'examiner la version la plus récente de la norme CIP-001.

[387] À la suite de l'examen de la norme CIP-001-2a et de son Annexe, la Régie se prononce sur les deux éléments normatifs suivants :

- le champ d'application et la responsabilité;
- l'exigence E4 et la mesure M3.

²⁵⁷ Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.1 révisé.

²⁵⁸ Pièce B-101, p. 10.

Champ d'application et responsabilité

[388] La Régie rappelle l'exigence E1 de la norme, telle que déposée dans ses versions française et anglaise :

« E1. Chaque coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, exploitant de réseau de transport, exploitant d'installation de production et responsable de l'approvisionnement doit avoir des procédures permettant de reconnaître et d'informer son personnel d'exploitation de tout acte de sabotage commis contre ses installations ainsi que les actes de sabotage touchant plusieurs sites et ayant des répercussions sur de plus grandes parties de l'Interconnexion ».

et

« R1. Each Reliability Coordinator, Balancing Authority, Transmission Operator, Generator Operator, and Load Serving Entity shall have procedures for the recognition of and for making their operating personnel aware of sabotage events on its facilities and multi-site sabotage affecting larger portions of the Interconnection »²⁵⁹.

[nous soulignons]

[389] Tel que précisé à la section « Applicabilité » du texte de la norme, la norme CIP-001-2a est applicable aux entités assurant les fonctions suivantes du modèle de fiabilité de la NERC²⁶⁰ :

- *coordonnateurs de la fiabilité (RC);*
- *responsables de l'équilibrage (BA);*
- *exploitants de réseau de transport (TOP);*
- *exploitants d'installation de production (GOP);*
- *responsables de l'approvisionnement (LSE);*
- *propriétaires d'installation de transport (TO) (seulement dans la région ERCOT);*

²⁵⁹ Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.1 révisé (version française) et pièce B-118, HQCMÉ-8, document 2.1 révisé (version anglaise).

²⁶⁰ Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.1 révisé.

- *propriétaires d'installation de production (GO) (seulement dans la région ERCOT).*

[390] À cet égard, la Régie constate que l'Annexe de la norme ne prévoit aucune disposition particulière en matière d'installation visée ou de fonction visée pour l'application de la norme au Québec.

[391] La Régie relève aux paragraphes 39 et 40 de la Décision partielle, la suppression de l'Annexe de la norme CIP-001-2a d'un aspect normatif à caractère technique visant l'exigence E1 qu'elle a déjà accepté dans la Décision. Elle demande au Coordonnateur de justifier cette modification lors du prochain dossier.

[392] Le 24 septembre 2012, le Coordonnateur justifie cette modification comme suit :

« Norme CIP-001-1

La disposition particulière « les installations visées sont celles du réseau de transport principal, incluant les installations de 50 MVA ou plus » qui figurait à l'exigence E1 de l'annexe de la norme a été supprimée car l'exigence E1 n'est pas limitée seulement au RTP. Les actes de sabotage perpétrés contre des installations ne faisant pas partie du RTP, comme les installations du réseau de distribution, pourraient avoir des répercussions sur de plus grandes parties de l'interconnexion »²⁶¹. [nous soulignons]

[393] La Régie comprend de la justification fournie par le Coordonnateur que la norme vise tout acte de sabotage sur des installations, quelle que soit leur nature, RTP ou pas, ainsi que son impact. Elle s'en déclare satisfaite. En effet, elle est d'avis que la déclaration de tout acte de sabotage sur des installations ne faisant pas partie du réseau de transport principal (RTP) et pouvant avoir un impact sur l'Interconnexion du Québec est justifiée, afin d'assurer la fiabilité du réseau de transport.

[394] La Régie note que la norme d'origine de la NERC vise non seulement les actes de sabotage touchant les installations appartenant à l'entité dont la fonction est visée par la norme, mais aussi ceux « *touchant plusieurs sites et ayant des répercussions sur de plus grandes parties de l'Interconnexion* ». Dans ce dernier cas, il n'est pas précisé s'il s'agit

²⁶¹ Pièce B-97, HQCMÉ-6, document 8, p. 3.

de sites appartenant à l'entité dont la fonction est visée par la norme. Par exemple, des installations de transport appartenant à un *exploitant d'installation de production* (GOP) qui n'est pas *exploitant de réseau de transport* (TOP) pourraient être visées par un acte de sabotage qui devrait être déclaré.

[395] La Régie note également que le mot « installations » dans l'expression « *tout acte de sabotage commis contre ses installations* » du libellé de l'exigence E1 n'est pas en italique et en conclut qu'il doit être interprété au sens large plutôt que selon la définition du terme défini comme suit dans le Glossaire :

« *Installation : ensemble d'équipements électriques qui fonctionnent comme un seul élément du système de production-transport d'électricité (Exemples : ligne, groupe de production, compensateur shunt, transformateur, etc.)* »²⁶².

[396] La Régie est d'avis, par exemple, que des installations de télécommunications ou un centre de contrôle, qui sont des installations identifiées au Registre des entités visées, sont des installations visées par la norme CIP-001²⁶³.

[397] La Régie est satisfaite de la justification fournie par le Coordonnateur relative au champ d'application de la norme CIP-001-2a qui ne se limite pas exclusivement aux équipements de transport ou de production classés RTP.

[398] Par ailleurs, dans le contexte où, d'une part, les entités *exploitantes d'installation de production* (GOP) et *exploitantes de réseau de transport* (TOP) sont visées par la norme, notamment, parce qu'elles exploitent des installations de production qui font partie du RTP (les GOP) ou parce qu'elles exploitent le RTP (les TOP) et où, d'autre part, la norme vise également tout acte de sabotage sur des installations affectant l'Interconnexion du Québec, la Régie se demande à quelle entité revient la responsabilité de déclarer des actes de sabotage sur des installations ou sites non classés RTP.

²⁶² Pièce B-121, HQCMÉ-6, document 5 révisé, p. 21.

²⁶³ Pièce B-119, HQCMÉ-6, document 7, annexes D et F.

[399] À cet égard, la Régie note que pour l'Interconnexion ERCOT, les *propriétaires d'installation de transport* (TO) ainsi que les *propriétaires d'installation de production* (GO) doivent également déclarer les actes commis à l'égard de leurs installations²⁶⁴.

[400] La Régie a fait part de sa préoccupation à cet égard dans sa correspondance du 12 juin 2013 dans laquelle elle informait les participants de l'ordre du jour prévu pour la dernière des six séances de travail tenues en 2013 :

« 3.4 *Enjeux de la Régie*

[...]

3.4.6 *Normes CIP-001-2a, FAC-002-1, MOD-010-0, MOD-012-0 : identification de l'entité imputable*

3.4.7 *Norme CIP-001-2a : obligations et responsabilités du Transporteur à titre de TOP pour des installations classées « RTP » dont il n'est pas le propriétaire »²⁶⁵.*

[401] Le Coordonnateur, au moment du dépôt de sa demande amendée du 11 juillet 2013, apporte la clarification suivante sur cet aspect :

« *La norme CIP-001-2a s'applique aux entités inscrites au Registre des entités visées assumant l'une des fonctions visées suivantes: coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, exploitant de réseau de transport, exploitant d'installation de production et responsable de l'approvisionnement. Cette norme traite plutôt des procédures ou directives concernant les actes de sabotage pour leur personnel d'exploitation et non pas les installations, notamment celles classées RTP dont le TOP n'est pas propriétaire »²⁶⁶.*

[402] La Régie comprend de cette clarification que la norme vise l'établissement de procédures ou directives destinées au personnel d'exploitation des entités visées. Considérant que l'*exploitant de réseau de transport* (TOP) est le responsable de l'exploitation du réseau de transport au Québec, elle en déduit que lesdites procédures ou

²⁶⁴ Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.1 révisé, exigence EA.1.

²⁶⁵ Pièce A-83, ordre du jour.

²⁶⁶ Pièce B-121, HQCMÉ-1, document 2, p. 10 et 11.

directives du TOP n'encadrent pas uniquement la déclaration d'actes de sabotage d'installations du RTP, mais tout acte de sabotage affectant le réseau de transport ainsi que les actes de sabotage « *touchant plusieurs sites et ayant des répercussions sur de plus grandes parties de l'Interconnexion* ».

[403] Dans ce contexte, la Régie est satisfaite des clarifications fournies par le Coordonnateur et en conclut que l'exploitant de réseau de transport (TOP) a la responsabilité de déclarer tout acte de sabotage sur les installations qui ne sont pas classées réseau de transport principal (RTP).

Exigence E4 et mesure M3

[404] La norme CIP-001-2a fait l'objet d'échanges lors de la séance de travail du 19 février 2013 au cours de laquelle le Coordonnateur souscrit à l'engagement 3 relatif à l'exigence E4 et y répond comme suit, en précisant le corps policier à considérer comme point de contact au Québec :

« Engagement 3

[...]

Annexe QC-CIP-001-2a :

Fournir une proposition de modification de l'exigence E4 de la norme CIP-001-2a afin d'inclure tout autre corps policier compétent.

R3 : Voir l'annexe QC-CIP-001-2a révisée (en français et en anglais) jointe en liasse à la présente pièce. Le Coordonnateur fournit une proposition conforme à la desserte policière en vigueur au Québec qui prévoit notamment que ce sont les corps de police municipaux qui établissent le point de contact avec la Sûreté du Québec pour les événements qui vont au-delà du niveau de service prévu à la Loi sur la police »²⁶⁷.

[405] La Régie se déclare satisfaite des clarifications fournies par le Coordonnateur à l'effet que les actes de sabotage doivent être signalés aux corps de police municipaux plutôt qu'à la Sûreté du Québec.

²⁶⁷ Pièce B-110, HQCMÉ-7, document 1, p. 4.

[406] Par ailleurs, la Régie note une incohérence entre l'exigence E4 codifiée à l'Annexe de la norme CIP-001-2a et la mesure M3 correspondante.

[407] L'exigence E4 de la norme de la NERC CIP-001-2a ainsi que la mesure M3 correspondante se lisent comme suit :

« E4. Chaque coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, exploitant de réseau de transport, exploitant d'installation de production et responsable de l'approvisionnement doit établir des points de contact au sein du bureau local du Federal Bureau of Investigation (FBI) ou de la Gendarmerie royale du Canada (GRC), selon le cas, et élaborer des procédures de déclaration adaptées à leur situation

[...]

M3. Chaque coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, exploitant de réseau de transport, exploitant d'installation de production ou responsable de l'approvisionnement doit avoir et fournir sur demande les pièces justificatives pouvant comprendre, sans s'y limiter, les procédures, les politiques, une lettre d'entente et les relevés de communication, ou toute autre pièce équivalente, qui serviront à confirmer qu'il a établi des points de contact au sein du bureau local du FBI ou de la GRC aux fins du signalement des actes de sabotage (exigence 4) »²⁶⁸. [nous soulignons]

[408] En suivi de la Décision, le Coordonnateur introduit, en Annexe, pour l'exigence E4, une précision relative à l'autorité en matière de sécurité au Québec et codifie la mesure M3 correspondante comme suit :

« E4. Chaque coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, exploitant de réseau de transport, exploitant d'installation de production ou responsable de l'approvisionnement doit signaler les actes de sabotage au corps policier ayant compétence.

[...]

M3. Chaque coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, exploitant de réseau de transport, exploitant d'installation de production ou responsable de l'approvisionnement doit avoir et fournir sur demande les pièces justificatives pouvant comprendre, sans s'y limiter, les procédures, les politiques, une lettre d'entente et les relevés de communication, ou toute autre pièce

²⁶⁸ Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.1 révisé.

équivalente, qui serviront à confirmer qu'il a signalé les actes de sabotage au corps policier ayant compétence (exigence 4) »²⁶⁹. [nous soulignons]

[409] La Régie comprend que la disposition particulière relative à l'exigence E4 codifiée à l'Annexe supplante, pour le Québec, l'exigence E4 de la norme de la NERC. Elle note également que les obligations suivantes, pourtant prévues à la disposition particulière relative à la mesure M3 codifiée à l'Annexe, n'ont pas été reconduites dans la disposition particulière relative à l'exigence E4, telle que libellée dans l'Annexe :

- établissement d'un point de contact;
- établissement de procédures de déclaration.

[410] La Régie est d'avis que l'absence des deux obligations précitées dans l'Annexe et dont le contenu normatif a été accepté dans la Décision, ne respecte pas la Décision. Ainsi, elle ne peut que constater que les dispositions particulières de l'exigence E4 et de sa mesure M3 ne sont pas cohérentes.

[411] **Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur de codifier comme suit le libellé de l'exigence E4 de l'Annexe, dans ses versions française et anglaise, afin que les dispositions particulières de l'exigence E4 et de sa mesure M3 soient cohérentes :**

E4. Chaque coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, exploitant de réseau de transport, exploitant d'installation de production ou responsable de l'approvisionnement doit établir des points de contact au sein du corps policier ayant compétence et élaborer des procédures de déclaration adaptées à leur situation.

R4. Each Reliability Coordinator, Balancing Authority, Transmission Operator, Generator Operator, and Load Serving Entity shall establish communications contacts with police service having jurisdiction and develop reporting procedures as appropriate to their circumstances.

²⁶⁹ Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.1 révisé, p. 9.

[412] La Régie est satisfaite du texte proposé pour l'Annexe de la norme CIP-001-2a en ce qu'il est conforme aux suivis de la Décision, avec les modifications à apporter à son libellé. Elle est également satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais de cette norme et de son Annexe, aux fins de la présente décision.

[413] Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur de modifier l'Annexe de la norme de la NERC CIP-001-2a, afin de tenir compte des modifications libellées précédemment pour l'exigence E4, et de déposer cette norme et son Annexe ainsi modifiée au plus tard le 1^{er} juin 2015.

NORME EOP-004-1 – DÉCLARATION DES PERTURBATIONS

[414] Tel que libellé à la section « Objet » de la norme EOP-004-1, l'objectif de cette norme est le suivant :

« Des perturbations ou des événements inhabituels qui compromettent l'exploitation du système de production-transport d'électricité, ou qui résultent en des dommages sur l'équipement du réseau ou des interruptions de clients, doivent être étudiés et compris pour minimiser la répétition d'événements similaires dans le futur »²⁷⁰.

[415] En suivi de la Décision, le Coordonnateur dépose, le 24 septembre 2012, la norme NERC EOP-004-1 et son Annexe. La version de la norme de la NERC d'origine n'a pas été modifiée depuis la Décision.

[416] ÉLL-EBM commente la norme et son Annexe, notamment les annexes interprétatives 1 et 2 de la norme d'origine en ce qui a trait au « *Formulaire de déclaration des perturbations de la NERC* », aux renvois à des « *politiques de la NERC* » et aux renvois à des « *critères reconnus* » qui ne sont pas clairement codifiés dans la norme ou dans son Annexe²⁷¹.

²⁷⁰ Pièce B-121, HQCMÉ-8, document 1.9 révisé.

²⁷¹ Pièce C-3-31-ELL-EBM, p. 1 et 2.

[417] Le Coordonnateur réplique à ces commentaires le 16 novembre 2012²⁷² et dépose, le 30 novembre 2012, une version modifiée de l'Annexe de la norme EOP-004-1²⁷³.

[418] La norme et son Annexe font l'objet d'échanges lors de la séance de travail du 23 avril 2013. Tel qu'indiqué à l'ordre du jour de cette séance²⁷⁴, plusieurs aspects de la norme ont été examinés dont, notamment, les suivants :

- la pertinence d'identifier des entités responsables de réaliser les activités dévolues à l'*organisation régionale de fiabilité* (RRO) selon la norme de la NERC;
- la pertinence de codifier une disposition particulière à l'Annexe de la norme, en remplacement du « Tableau 1-EOP-004-0 » de la norme d'origine résumant les exigences de la NERC et du *Department of Energy* (DOE) en matière d'événements ayant affecté le réseau de transport à rapporter.

[419] Le Coordonnateur répond à l'engagement ci-dessous en proposant, à l'Annexe de la norme, le tableau 1-EOP-004-0 codifiant les exigences en matière de déclaration à respecter au Québec :

« *Engagement 9*

[...]

Clarifier dans l'annexe Québec de la norme EOP-004-1 lesquelles des dispositions des annexes 1 et 2 s'appliquent au Québec ainsi que le champ d'application de la norme.

R9 : Voir l'annexe Québec révisée de la norme EOP-004-1 à la pièce HQCMÉ-8, Document 1.9 (français) et Document 2.9 (anglais) »²⁷⁵.

[420] À la suite de la tenue des séances de travail, aucun intervenant n'identifie un enjeu en ce qui a trait à cette norme²⁷⁶.

²⁷² Pièce B-102, p. 3 et 4.

²⁷³ Pièce B-104, HQCMÉ-6, document 1.1 révisé.

²⁷⁴ Pièce A-77, ordre du jour, p. 3, section 3.4.

²⁷⁵ Pièce B-115, HQCMÉ-7, document 4, p. 8.

²⁷⁶ Pièce C-3-40-ELL-EBM.

[421] La Régie rappelle qu'elle s'est prononcée à la section 3.6 de la présente décision sur le renvoi à des documents externes et sur les demandes du RRO ou de la NERC.

[422] À cet égard, la Régie note que, selon l'exigence E3.4, le NPCC pourrait exiger qu'un rapport final sur un événement ayant créé une perturbation sur le réseau lui soit fourni pour approbation :

« Si selon le jugement de l'organisation régionale de fiabilité il est estimé, [...], qu'un rapport final est requis, le coordonnateur de la fiabilité, le responsable de l'équilibrage, l'exploitant de réseau de transport, l'exploitant d'installation de production ou le responsable de l'approvisionnement concerné doit préparer ce rapport dans les 60 jours. Au minimum, le rapport final doit contenir une description des événements et de leurs causes, les conclusions dégagées et les recommandations pour prévenir la répétition d'événements similaires. Le rapport doit être soumis pour approbation à l'organisation régionale de fiabilité »²⁷⁷.
[nous soulignons]

[423] Tel que la Régie l'a exprimé à la section 3.6 de la présente décision, la NERC et le NPCC, à titre d'*organisation régionale de la fiabilité* (RRO) peuvent lui fournir des avis et des recommandations. Ainsi, la demande de produire, selon le jugement du NPCC, un rapport final de perturbation pour son approbation ne pourrait se traduire, au Québec, que par une recommandation à la Régie.

[424] La Régie rappelle qu'elle doit s'assurer que le transport d'électricité au Québec s'effectue conformément aux normes de fiabilité qu'elle adopte, qu'elle est chargée d'en surveiller l'application et la conformité et qu'elle ne peut déléguer ses pouvoirs à un organisme externe.

[425] La Régie reconnaît la pertinence de produire, dans certains cas, un rapport final de perturbation tel que défini à l'exigence E3.4. Toutefois, elle est d'avis que pour être obligatoire, l'exigence de soumettre un tel rapport doit provenir de la Régie.

²⁷⁷ Pièce B-121, HQCMÉ-8, document 1.9 révisé.

[426] La Régie rappelle le paragraphe 117 de la Décision :

« [117] La Régie juge que les exigences d'une norme de fiabilité doivent être clairement définies, que le niveau de conformité attendu doit être mesurable et que les éléments normatifs des exigences doivent être adéquatement codifiés et regroupés au sein d'un seul document facilement accessible et complet en lui-même »²⁷⁸. [nous soulignons]

[427] Aussi, la Régie est d'avis qu'il est nécessaire, dans le cas présent, de codifier adéquatement, à même l'Annexe de la norme, la procédure permettant de rendre l'exigence E3.4 obligatoire au Québec.

[428] **Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur de libeller comme suit l'exigence E3.4 de l'Annexe de la norme EOP-004-1, dans ses versions française et anglaise :**

E3.4. Si selon le jugement de ~~l'organisation régionale de fiabilité~~ la Régie il est estimé, après consultations auprès du ~~coordonnateur de la fiabilité, du responsable de l'équilibrage, de l'exploitant de réseau de transport, de l'exploitant d'installation de production ou du responsable de l'approvisionnement où une perturbation a eu lieu~~, qu'un rapport final est requis, le ~~coordonnateur de la fiabilité, le responsable de l'équilibrage, l'exploitant de réseau de transport, l'exploitant d'installation de production ou le responsable de l'approvisionnement~~ concerné doit préparer et soumettre ce rapport à la Régie dans les 60 jours. Au minimum, le rapport final doit contenir une description des événements et de leurs causes, les conclusions dégagées et les recommandations pour prévenir la répétition d'événements similaires. ~~Le rapport doit être soumis pour approbation à l'organisation régionale de fiabilité.~~

²⁷⁸ Décision D-2011-068, p. 30.

R3.4. If, in the judgment of the ~~Regional Reliability Organization Régie~~, after consultation with the ~~Reliability Coordinator, Balancing Authority, Transmission Operator, Generator Operator, or Load Serving Entity in which a disturbance occurred~~, a final report is required, the affected Reliability Coordinator, Balancing Authority, Transmission Operator, Generator Operator, or Load Serving Entity shall prepare and submit this report to the Régie within 60 days. As a minimum, the final report shall have a discussion of the events and its cause, the conclusions reached, and recommendations to prevent recurrence of this type of event. ~~The report shall be subject to Regional Reliability Organization approval.~~

[429] Par ailleurs, la Régie est satisfaite du texte proposé pour l'Annexe de la norme EOP-004-1, avec les modifications à apporter au libellé de l'Annexe, en ce qu'il est conforme aux suivis de la Décision. Elle est également satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais, aux fins de la présente décision.

[430] **Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur de modifier l'Annexe de la norme de la NERC EOP-004-1, afin de tenir compte des modifications libellées précédemment, et de déposer cette norme et son Annexe ainsi modifiée au plus tard le 1^{er} juin 2015.**

NORME FAC-002-1 - COORDINATION DES PLANS RELATIFS AUX NOUVELLES INSTALLATIONS

[431] Tel que libellé dans le texte de la norme de la NERC FAC-002-1, l'objet de cette norme est le suivant :

« Pour éviter les effets négatifs sur la fiabilité, les propriétaires d'installation de production, les propriétaires de réseau de transport et les consommateurs d'électricité doivent satisfaire aux exigences relatives au raccordement et à la performance des installations »²⁷⁹.

²⁷⁹ Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.3 révisé.

[432] Cette norme est applicable aux fonctions *propriétaire d'installation de production* (GOP), *propriétaire d'installation de transport* (TO), *distributeur* (DP), *responsable de l'approvisionnement* (LSE), *planificateur de réseau de transport* (TP) et *responsable de la planification* (PA).

[433] La norme FAC-002, dans sa version « 0 » a fait l'objet de deux décisions émises par la Régie dans le cadre du présent dossier²⁸⁰.

[434] Le 24 septembre 2012, le Coordonnateur propose à la Régie, entre autres, de remplacer la version de la norme FAC-002-0, initialement soumise pour adoption, par une version plus récente, soit la norme FAC-002-1. Il soumet alors que les modifications apportées à la norme ont un impact « faible » sur les entités visées²⁸¹.

[435] La Régie examine les modifications apportées à la nouvelle version de la norme FAC-002 ainsi que son Annexe déposées par le Coordonnateur.

[436] RTA demande au Coordonnateur, dans ses commentaires du 21 janvier 2013²⁸², d'identifier les entités qui représentent, pour le Québec, « la région », « la sous-région », le « regroupement des réseaux » et « le réseau » en ce qui a trait à la conformité aux critères de planification et aux exigences de raccordement des installations de la région, tels que mentionnés dans l'exigence E1.2 reproduite ci-après :

« E.1 Le propriétaire d'installation de production, le propriétaire d'installation de transport, le distributeur et le responsable de l'approvisionnement qui souhaitent raccorder des installations de production, de transport ainsi que de distribution et de consommation doivent chacun coordonner leurs analyses avec leur planificateur de réseau de transport et leur responsable de la planification et y collaborer. L'analyse doit comprendre :

[...]

E1.2 Une assurance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC, aux critères de planification et aux exigences relatives au raccordement des installations de la région, de la sous-région, du regroupement des réseaux, et du réseau »²⁸³. [nous soulignons]

²⁸⁰ Décisions D-2011-068 et D-2012-091.

²⁸¹ Pièce B-101, p. 12.

²⁸² Pièce C-5-35-RTA, p. 3.

²⁸³ Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.3 révisé.

[437] De plus, RTA soumet que la définition de l'expression « *nouvelles installations de transport* » codifiée à l'Annexe de la norme, « *semble élargir la définition du réseau RTP* ». Elle propose de la remplacer par l'expression suivante :

« *nouvelles lignes ou installations de transport classées RTP* »²⁸⁴.

[438] La Régie reproduit ci-dessous le texte de l'exigence E1.4 de la norme et souligne la modification qui a été apportée dans la nouvelle version de la norme :

« E.1 Le propriétaire d'installation de production, le propriétaire d'installation de transport, le distributeur et le responsable de l'approvisionnement qui souhaitent raccorder des installations de production, de transport ainsi que de distribution et de consommation doivent chacun coordonner leurs analyses avec leur planificateur de réseau de transport et leur responsable de la planification et y collaborer. L'analyse doit comprendre :

[...]

E.1.4 Un document attestant que l'analyse comprenait des études de comportement en régime permanent, en court-circuit et en régime dynamique telles que nécessaires à l'évaluation de la performance du réseau, dans des situations normales et de contingence, conformément aux normes de fiabilité TPL-001-0, TPL-002-0 et TPL-003-0 »²⁸⁵.

[439] En ce qui a trait à l'obligation de conformité aux exigences des normes TPL prévue à l'exigence E1.4, RTA demande également qu'une disposition particulière soit prévue à l'Annexe pour exclure les entités qui ne font pas partie du Réseau bulk de l'application de cette exigence.

[440] Cette norme fait l'objet d'échanges lors de la séance de travail de février 2013 à la suite de laquelle le Coordonnateur dépose, en réponse aux engagements auxquels il a souscrit, une nouvelle version de l'Annexe de cette norme :

« *Engagement 7*

[...]

²⁸⁴ Pièce C-5-35-RTA, p. 5.

²⁸⁵ Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.3 révisé.

Modifier la disposition particulière proposée à l'exigence E1.4 afin de couvrir complètement l'exigence E1.4 et clarifier les exigences minimales à respecter.

R7 : Voir l'annexe QC-FAC-002-1 révisée (en français et en anglais) jointe en liasse à la présente pièce.

Engagement 8

[...]

Annexe QC-FAC-002-1

Clarifier l'absence de dispositions particulières pour les autres exigences.

R8 : Voir l'annexe QC-FAC-002-1 révisée (en français et en anglais) jointe en liasse à la présente pièce »²⁸⁶.

[441] Dans cette nouvelle version de l'Annexe déposée, le Coordonnateur précise que, « [p]our les éléments ne faisant pas partie du « réseau « bulk » », la conformité aux normes TPL-001-0, TPL-002-0 et TPL-003-0 n'est pas requise »²⁸⁷.

[442] De plus, le Coordonnateur supprime, à l'occasion de ce dépôt de l'Annexe, les textes de la section 2.5 du Registre des installations (la Section 2.5) qui définissaient les expressions suivantes :

- nouvelles installations de transport;
- nouvelles installations de production;
- nouvelles installations de consommation²⁸⁸.

[443] La Régie reproduit ci-dessous les définitions correspondant à ces expressions, selon la Section 2.5 :

« Nouvelles installations de transport :

- *Réseau de transport régional ou principal exploité à 44 kV ou plus;*
- *Ligne du réseau de transport principal exploitée à 44 kV ou plus;*

²⁸⁶ Pièce B-110, HQCMÉ-7, document 1, p. 5.

²⁸⁷ Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.3 révisé.

²⁸⁸ Pièce B-110, HQCMÉ-7, document 1.

- *Transformateur dont la tension du secondaire est de 44 kV ou plus, raccordé au réseau de transport principal.*

Nouvelles installations de production :

- *Toute installation de production d'une capacité installée de 50 MVA ou plus;*
- *Toute installation de production dont le raccordement se fait au réseau de transport principal, sans égard à la puissance installée;*
- *Toute installation de production de 50 MVA ou plus dont la réfection entraîne la modification de ses caractéristiques électriques si cette installation avait une capacité de 50 MVA ou plus avant réfection ou après réfection, ou sans égard à sa puissance si cette installation est raccordée au réseau de transport principal ou le devient suivant la réfection.*

Nouvelles installations de consommation :

- *Ajout d'un départ de ligne à 25 kV dans un poste de distribution;*
- *Nouveau raccordement d'un client industriel au réseau de transport principal, à 44 kV ou plus;*
- *Modification des installations d'un client industriel entraînant une modification de sa consommation ou de sa puissance appelée »²⁸⁹.*

[444] Par ailleurs, dans ce nouveau libellé de l'Annexe de la norme FAC-002, le Coordonnateur ne définit pas le champ d'application de la norme alors qu'il était défini à la Matrice d'application, dont le contenu normatif a été accepté dans la Décision, comme étant le « *RTP et réseaux de distribution* »²⁹⁰.

[445] À la suite de l'examen des modifications apportées à la norme de la NERC FAC-002-0 dans sa version FAC-002-1 et, notamment, les modifications apportées par le Coordonnateur ayant trait à la suppression de la disposition particulière relative au champ d'application de la norme, la Régie est d'avis que l'absence d'une telle disposition particulière constitue un changement majeur du caractère normatif accepté dans la Décision et réitéré dans la Décision partielle²⁹¹.

²⁸⁹ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5 révisé, p. 11 et 12.

²⁹⁰ Pièce B-55, HQCMÉ-2, document 6 révisé, p. 40.

²⁹¹ Décision D-2012-091, p. 12, par. 46 et 47.

[446] En effet, la Régie considère qu'à défaut de préciser le champ d'application de l'exigence E1, cette exigence s'applique pour toute nouvelle installation raccordée au réseau, sans égard à son point de raccordement, qu'il soit une installation du réseau de transport principal (RTP) ou non, avec pour conséquence que la liste des installations visées soit celle établie selon la définition du « Bulk Electric System » (BES) de la NERC, telle que codifiée au Glossaire²⁹². Par conséquent, ce nouveau champ d'application, le BES, serait moins contraignant que celui qui était codifié au Registre des installations faisant référence aux installations de transport de 44 kV et plus.

[447] De plus, la Régie note, à l'égard du champ d'application de la norme, une contradiction significative entre la Matrice d'application (« RTP et les réseaux de distribution »), le Registre des installations (installations de transport à 44 kV et plus) et l'Annexe de la nouvelle version déposée (par défaut, le champ d'application est le BES, soit généralement les installations exploitées à 100 kV et plus). La Régie note également que le Coordonnateur n'a pas justifié le retrait de l'Annexe des définitions précisées au texte reproduisant la Section 2.5.

[448] La Régie est d'avis que le champ d'application d'une norme permet d'identifier les entités visées par cette norme. À cet égard, elle rappelle le paragraphe 169 de la Décision :

« La Régie est également d'avis que l'identification des installations visées et celle des entités visées sont liées et qu'elles dépendent du contenu des normes de fiabilité applicables au Québec. Pour cette raison, la Régie est d'avis que ces deux registres, soumis pour approbation, forment un tout indissociable et, par conséquent, doivent former un seul registre ».

[449] Compte tenu de ce qui précède, la Régie est d'avis que l'application de la norme FAC-002-1 au Québec n'est pas souhaitable sans la définition claire, au préalable, de son champ d'application, en suivi de la Décision.

²⁹² Pièce B-121, HQCMÉ-6, document 5 révisé, p. 38 : « *Système de production-transport d'électricité (BES) : Tel que défini par l'organisation régionale de fiabilité (RRO), les ressources de production d'électricité, les lignes de transport, les interconnexions avec des réseaux voisins, et l'équipement qui s'y rattache, généralement exploités à des tensions de 100 kV et plus. Cette définition exclut en général les installations de transport radiales desservant leurs charges respectives à partir d'une seule source de transport. Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC) ».* [nous soulignons]

[450] Pour ces motifs, la Régie rejette la demande d'adoption de la norme de la NERC FAC-002-1 et son Annexe, telles que déposées par le Coordonnateur.

[451] Par ailleurs, en lien avec l'enjeu relatif à l'application au Québec d'une exigence spécifiant qu'une entité doit répondre à une demande d'information émise par le NPCC ou la NERC, la Régie reproduit le libellé de l'exigence E2 de la norme FAC-002-1 :

« E2. Le responsable de la planification, le planificateur de réseau de transport, le propriétaire d'installation de production, le propriétaire d'installation de transport, le responsable de l'approvisionnement et le distributeur doivent chacun conserver pendant trois ans leur documentation (concernant l'évaluation de l'incidence des nouvelles installations et de leur raccordement sur la fiabilité des réseaux de transport interconnectés) et devront fournir cette documentation aux organisations régionales de fiabilité et à la NERC sur demande (dans un délai de 30 jours civils) »²⁹³. [nous soulignons]

[452] La Régie s'est prononcée à la section 3.6 de la présente décision sur l'application au Québec d'une exigence spécifiant qu'une entité doit transmettre des informations au NPCC ou la NERC, à leur demande²⁹⁴.

[453] Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur d'ajouter à l'Annexe de la norme visée, pour l'exigence E2, une disposition particulière codifiant que la demande de transmettre la documentation requise sera faite par la Régie, dans les délais qu'elle déterminera, plutôt que par l'organisation régionale de fiabilité (RRO), selon le principe énoncé à la section 3.6 de la présente décision. Dans un tel cas, ces documents devront être transmis à la Régie.

[454] La Régie demande au Coordonnateur de soumettre, pour adoption, dans le cadre d'un nouveau dossier, l'Annexe de la norme FAC-002-1 ainsi modifiée, au plus tard le 25 septembre 2015. Le Coordonnateur devra également inclure à ce dépôt une définition claire du champ d'application de la norme FAC-002-1.

²⁹³ Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.3 révisé.

²⁹⁴ Paragraphe 293 de la présente décision.

NORME FAC-010-2.1 – MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES LIMITES D'EXPLOITATION DU RÉSEAU POUR L'HORIZON DE PLANIFICATION

NORME FAC-011-2 – MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES LIMITES D'EXPLOITATION DU RÉSEAU POUR L'HORIZON D'EXPLOITATION

[455] Tel que libellé à la section « Objet » des normes FAC-010 et FAC-011, l'objectif de ces normes est de donner l'assurance que les limites d'exploitation du réseau sont établies selon une méthode bien définie, tant pour l'horizon planification que pour l'horizon exploitation. Les Annexes de ces normes précisent qu'elles s'appliquent, toutes deux, seulement au réseau de transport principal (RTP).

[456] La norme FAC-010 est applicable aux *responsables de la planification* (PA), alors que la norme FAC-011 est applicable aux *coordonnateurs de la fiabilité* (RC).

[457] Ces normes ont fait l'objet de la Décision partielle²⁹⁵.

[458] Dans sa correspondance du 24 septembre 2012, le Coordonnateur propose, entre autres, de remplacer la norme FAC-010-2 qui a été « légèrement amendée » par la FERC, par la norme FAC-010-2.1.

[459] Le 28 septembre 2012, le Coordonnateur dépose, en suivi de la Décision et de la Décision partielle, la norme FAC-011-2, dont la version n'a pas été remplacée depuis la Décision, ainsi que son Annexe et, le 7 décembre 2012, il dépose la norme FAC-010-2.1 selon sa nouvelle version.

[460] À la suite de son examen, la Régie est d'avis que les modifications apportées au texte de la norme FAC-010-2.1 sont mineures et qu'elles n'affectent pas la teneur du contenu normatif accepté dans la Décision.

[461] Pour cette raison, la Régie est d'avis que, par souci d'efficience réglementaire, il y a lieu d'examiner les versions plus récentes de la norme FAC-010.

²⁹⁵ Décision D-2012-091, p. 15 et 16, par. 59 à 64.

[462] Cette norme fait l'objet d'échanges lors de la séance de travail tenue le 19 février 2013, durant laquelle le Coordonnateur souscrit à l'engagement suivant ayant trait au champ d'application de la norme et y répond le 7 mars 2013 :

« *Engagement 9*

[...]

Annexe QC-FAC-010-2.1

Clarifier quel réseau doit atteindre la performance recherchée en vertu de l'exigence E2 et quels éléments doivent être pris en compte pour l'application de la norme FAC-010-2.1 (en lien avec l'exigence E2 et des sous-exigences).

R9 : Le réseau devant atteindre la performance recherchée est le réseau de transport principal (RTP) tel que l'indique le champ d'application de l'annexe QC-FAC-010-2.1. Les éléments pris en compte pour l'application des exigences font également partie du RTP. En effet, tous les défauts évalués en vertu de l'exigence E2 le sont pour des éléments du RTP puisque les éléments des réseaux régionaux n'ont pas d'impact sur la stabilité du réseau de transport principal »²⁹⁶. [nous soulignons]

[463] Par la suite, le Coordonnateur dépose de nouveau les normes FAC-010 et FAC-011 et modifie le libellé de leur Annexe respective²⁹⁷.

[464] Quant à la section « Applicabilité » des Annexes de ces normes, les modifications apportées sont, notamment, les suivantes :

- Section A.4. Applicabilité :
 - Retrait de : *aucune disposition particulière*
 - Ajout de :
 - **Fonctions**
Aucune disposition particulière
 - **Installations**
*La présente norme s'applique seulement aux installations du réseau de transport principal (RTP)*²⁹⁸.

²⁹⁶ Pièce B-110, HQCMÉ-7, document 1, p. 5 et 6.

²⁹⁷ Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.3 révisé.

²⁹⁸ *Ibid.*

[465] Considérant la réponse R9 du Coordonnateur en lien avec la norme FAC-010 et les codifications identiques des libellés des Annexes des normes FAC-010 et FAC-011, la Régie comprend que les exigences de ces normes visent le comportement du RTP lorsque soumis, entre autres, aux contingences spécifiées applicables aux éléments du RTP, sans considération de leur statut « bulk » ou « non bulk ».

[466] Par ailleurs, en prévision de la dernière séance de travail tenue en juin 2013, NLH identifie, en ce qui a trait aux normes TPL, l'enjeu relatif à la définition du « Bulk Power System » (BPS) et à la cohérence entre les contingences des normes des familles FAC et TPL.

[467] Cet enjeu est traité lors de l'audience tenue en octobre 2013. La Régie se prononce sur cet enjeu à la section 3.5 de la présente décision et conclut ainsi :

« [243] À cet égard, la Régie est d'avis que cette préoccupation relative aux différences entre les contingences prévues et exprimée par la FERC demeurerait même si les champs d'application des familles de normes TPL et FAC devaient être identiques au Québec. La Régie considère que puisque cette préoccupation relative aux contingences différentes est à l'étude à la NERC, cela pourrait amener cette dernière à élaborer de nouvelles versions de normes, lesquelles seront sujettes à être soumises, ainsi que leurs Annexes, par le Coordonnateur aux fins d'adoption ».

[468] Par ailleurs, la Régie est satisfaite des textes proposés pour les Annexes des normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2, en ce qu'ils sont conformes aux suivis de la Décision. Elle est également satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais des normes et de leurs Annexes, aux fins de la présente décision.

[469] Par conséquent, la Régie adopte les normes de la NERC FAC-010-2.1 et FAC-011-2 ainsi que leur Annexe respective, telles que déposées par le Coordonnateur, dans leurs versions française et anglaise.

NORME INT-001-3 – INFORMATION SUR UN ÉCHANGE***NORME INT-004-2 - MODIFICATIONS DE TRANSACTION D'ÉCHANGE DYNAMIQUE******NORME INT-006-3 - RÉPONSE AU RESPONSABLE DES ÉCHANGES***

[470] Le Coordonnateur demande l'adoption des normes INT-001-3, INT-004-2 et INT-006-3.

[471] Pour l'essentiel, ces normes encadrent certaines activités devant être réalisées par les *responsables d'équilibrage* (BA), les *coordonnateurs de la fiabilité* (RC), les *exploitants de réseau de transport* (TOP), les *négociants* (PSE) ou les *fournisseurs de service de transport* (TSP) en ce qui a trait aux transactions d'échange entre zones de réglage.

[472] Les normes INT-001-3 et INT-004-2 n'ont fait l'objet d'aucune modification depuis la Décision. La norme INT-006-3 remplace la norme INT-006-2 et, à cet égard, la Régie, dans sa décision D-2014-048 a conclu, pour ce qui est des changements entre les deux versions, de la façon suivante :

« [114] Selon la Régie, il s'agit d'une clarification de fond plutôt que l'ajout d'une nouvelle exigence qui pourrait avoir un impact sur les entités visées par cette norme. Elle juge que ce changement à la norme n'est pas un changement de fond significatif et ne justifie pas que l'examen de la nouvelle version de la norme INT-006 soit reporté à un dossier ultérieur »²⁹⁹.

[473] Toutefois, la Régie réservait alors sa décision sur la demande d'adoption de la norme INT-006-3, jusqu'à ce qu'elle ait statué sur l'enjeu relatif aux « transporteurs auxiliaires » (TA) et à leur rôle en tant que TSP.

[474] La Régie s'est prononcée sur cet enjeu à la section 3.3 de la présente décision. Elle conclut que la fonction TSP implique la fourniture de service de transport du type « *Open Access* ». La Régie est d'avis qu'il n'est pas requis de codifier des exemptions à l'Annexe de cette norme pour les TA non visés par la norme INT-006-3, puisque le Registre des entités visées indique clairement qu'ils n'agissent pas à titre de TSP au Québec.

²⁹⁹ Décision D-2014-048, p. 25.

[475] Les normes INT-001-3, INT-004-2 et INT-006-3 ont été revues lors de la séance de travail du 12 mars 2013.

[476] En vue des audiences des 10 et 11 octobre 2013, ÉLL-EBM soumettait que les Annexes des normes INT-001-3 et INT-004-2, visant ÉLL-EBM à titre de *négociant* (PSE), devraient « *préciser que ces normes ne s'appliquent qu'aux entités qui participent à des programmes d'échanges dynamiques tel que spécifié au registre des entités visées* »³⁰⁰.

[477] La Régie s'est prononcée sur cet enjeu à la section 3.1 de la présente décision. Par conséquent, elle conclut qu'il n'est pas requis de codifier des exemptions aux Annexes de ces normes afin de soustraire de l'application de ces normes les *négociants* (PSE) qui ne participent pas à des programmes d'échanges dynamiques, puisque le Registre des entités visées indique clairement lorsqu'une entité ne participe pas à un tel programme. La Régie ne retient pas le commentaire d'ÉLL-EBM à cet égard.

[478] Par ailleurs, la Régie est satisfaite des textes proposés pour les Annexes des normes INT-001-3, INT-004-2 et INT-006-3, en ce qu'ils sont conformes aux suivis de la Décision. Elle est également satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais de ces normes et de leurs Annexes, aux fins de la présente décision.

[479] Par conséquent, la Régie adopte les normes de la NERC INT-001-3, INT-004-2 et INT-006-3 ainsi que leur Annexe respective, telles que proposées par le Coordonnateur, dans leurs versions française et anglaise.

NORME IRO-001-1.1 – COORDINATION DE LA FIABILITÉ – RESPONSABILITÉS ET AUTORITÉ

[480] Tel que libellé à la section « Objet » de la norme IRO-001-1.1, l'objectif de cette norme est, notamment, de s'assurer que les *coordonnateurs de la fiabilité* (RC) ont [...] « *l'autorité, les plans et les ententes leur permettant d'ordonner immédiatement aux entités de fiabilité à l'intérieur de leurs zones de fiabilité une nouvelle répartition de la production, une reconfiguration du transport ou une réduction de la charge pour atténuer une situation critique afin de remettre le réseau dans un état fiable* [...] »³⁰¹.

³⁰⁰ Pièce C-3-43-ELL-EBM, p. 4.

³⁰¹ Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.7 révisé.

[481] Le Coordonnateur demande l'adoption de la norme IRO-001-1.1 en remplacement de la norme IRO-001-1.

[482] Dans sa proposition de traitement des normes du 16 novembre 2012, le Coordonnateur soumet que la norme IRO-001-1.1 a fait l'objet d'un changement de version mineur. Il fait alors valoir que les modifications apportées à la nouvelle version ne changent pas la teneur des exigences de la norme et, par conséquent, elles n'ont pas d'impact sur leur application³⁰².

[483] La Régie est d'avis que les modifications apportées à la norme n'affectent pas son contenu normatif à caractère technique déjà accepté dans la Décision. Dans ces circonstances, elle reconnaît la pertinence d'examiner la plus récente version de la norme.

[484] Les exigences E1 et E2 de la norme IRO-001-1.1 sont libellées comme suit dans la version déposée en novembre 2012 :

« E1. Chaque organisation régionale de fiabilité, sous-région ou groupe interrégional de coordination doit mettre en place un ou plusieurs coordonnateurs de la fiabilité chargés d'évaluer en continu la fiabilité du transport et de coordonner l'exploitation en situation d'urgence entre les entités exploitantes de la région et avec celles des régions avoisinantes.

E2. Le coordonnateur de la fiabilité doit se conformer à un plan de fiabilité régional approuvé par le comité d'exploitation de la NERC »³⁰³.

[nous soulignons]

[485] Par ailleurs, le Coordonnateur précise dans l'Annexe de la norme IRO-001-1.1, en novembre 2012, que les aspects normatifs suivants sont « Sans objet au Québec » : l'applicabilité de cette norme à la fonction d'*organisation régionale de fiabilité* (RRO), l'exigence E1, la mesure M1 et les niveaux de non-conformité pour un RRO³⁰⁴.

[486] La norme IRO-001-1.1 et son Annexe font l'objet d'échanges lors de la séance de travail du 4 avril 2013.

³⁰² Pièce B-99, HQCMÉ-6, document 8.1, p. 3.

³⁰³ Pièce B-99, HQCMÉ-6, document 1.2.

³⁰⁴ *Ibid.*

[487] Au cours de cette séance de travail, le Coordonnateur souscrit aux deux engagements suivants relatifs à la pertinence des exigences applicables au RRO et au « plan régional de fiabilité » (le Plan), et y répond comme suit :

« *Engagement 3*

[...]

Vérifier la possibilité, lorsque l'exigence de la norme vise le RRO, d'indiquer dans l'annexe « aucune disposition particulière » pour cette exigence et d'ajouter à la section D « la NERC est responsable de la surveillance de la conformité de l'organisation régionale de la fiabilité ».

R3 : Voir les annexes Québec révisées de la norme IRO-001-1.1 à la pièce HQCMÉ-8, Document 1.7 (français) et Document 2.7 (anglais).

Le Coordonnateur propose de réviser les annexes Québec des normes EOP-004-1 et MOD-016-1.1 à la suite de la séance de travail du 23 et 24 avril 2013, et celles des normes CIP-002-1 à CIP-009-1 et des normes BAL-002-1, FAC-003-1 et FAC-013-1 au plus tard le 30 mai 2013 ».

« *Engagement 2*

[...]

Confirmer qu'il n'est pas requis de déposer le plan régional de fiabilité du NPCC à des fins d'adoption de la norme IRO-001-1.1.

R2 : Le Coordonnateur confirme qu'il n'est pas requis de déposer le plan régional de fiabilité du NPCC à des fins d'adoption de la norme IRO-001-1.1.

Il est à noter que ce plan pourra être fourni à la demande du responsable de la surveillance de la conformité à titre de pièce justificative dans le cadre d'un audit ou d'un contrôle.

Par ailleurs, ce plan contient des informations de nature confidentielle, notamment pour les entités situées à l'extérieur du Québec »³⁰⁵. [nous soulignons]

[488] Ainsi, le Coordonnateur dépose l'Annexe révisée dans laquelle les mentions « Sans objet au Québec » en lien avec l'*organisation régionale de fiabilité* (RRO) ont été supprimées et ont été remplacées par la mention « Aucune disposition particulière »³⁰⁶.

³⁰⁵ Pièce B-114, HQCMÉ-7, document 3.

³⁰⁶ Pièce B-114, HQCMÉ-8, document 1.7.

[489] Par ailleurs, dans sa demande ré-amendée du 11 juillet 2013, le Coordonnateur soumet que le Plan auquel il doit se conformer est un document à accès restreint, dont une version élaguée est disponible sur le site du NPCC³⁰⁷.

[490] La Régie examine les deux enjeux suivants :

- la pertinence d'adopter des exigences applicables au RRO;
- le caractère obligatoire du Plan.

[491] La Régie note que l'exigence E1 s'applique, entre autres, au RRO, soit, pour le Québec, le NPCC. Cependant, la Régie n'a pas d'autorité en matière de fiabilité sur le NPCC.

[492] La Régie rappelle qu'elle a conclu une entente avec le NPCC et la NERC pour, entre autres, le développement des normes de fiabilité applicables au Québec³⁰⁸.

[493] Bien que le NPCC et la NERC n'aient pas autorité au Québec et que la Régie n'ait pas autorité sur ces entités, la Régie reconnaît qu'elles jouent un rôle en matière de fiabilité au Québec et, de ce fait, est d'avis que des exigences applicables au RRO ne sont pas « Sans objet au Québec ».

[494] La Régie rappelle qu'elle s'est exprimée au sujet des exigences applicables à un RRO au paragraphe 131 de la Décision :

« [131] Toutefois, à cet égard, une exigence applicable à un organisme régional de fiabilité qui n'est pas une entité visée par la Loi ne constitue pas une variante pour application au Québec et ne requiert pas la codification d'une exclusion à cette norme »³⁰⁹. [nous soulignons]

³⁰⁷ Pièce B-121, HQCMÉ-1, document 2, p. 18.

³⁰⁸ Site internet de la Régie : <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/NormesFiabiliteTransportElectricite/entente.html>.

³⁰⁹ Décision D-2011-068, p. 33.

[495] Pour ces raisons, la Régie accepte la proposition du Coordonnateur de supprimer de l'Annexe de la norme IRO-001-1.1 la disposition particulière à l'effet que les exigences applicables au RRO sont « Sans objet au Québec ».

[496] Par ailleurs, la Régie comprend que, de l'avis du Coordonnateur, le Plan ne constitue pas un élément normatif en soi.

[497] De plus, selon l'exigence E2, le Coordonnateur doit se conformer au Plan qui n'est ni déposé au dossier, ni spécifiquement identifié, pourvu qu'il soit approuvé par le comité d'exploitation de la NERC.

[498] La Régie note également que la réponse à l'engagement 2 précité précise que le Plan auquel le Coordonnateur doit se conformer est celui du NPCC et qu'il n'est pas nécessaire, de l'avis du Coordonnateur, de le déposer aux fins d'adoption de la norme IRO-001-1.1. Toutefois, la Régie note que le Coordonnateur indique dans sa preuve un lien internet vers une version élaguée du « plan régional de fiabilité du NPCC »³¹⁰.

[499] À cet égard, la Régie note que la Matrice d'application indique que le Plan est un document de référence et non un document obligatoire pour les exigences E.2, E.4, E.6, E.7, E.8 et E.9 de la norme IRO-001-1 qui était en preuve au moment de la Décision³¹¹.

[500] La Régie constate que le Plan vise uniquement le Coordonnateur, qu'il est connu de ce dernier et qu'il comprend des données de nature confidentielle relatives à d'autres membres du NPCC et dont seule une version élaguée, datée du 3 mars 2011, est disponible³¹². La Régie retient que le Coordonnateur doit déjà s'y conformer à titre de membre du NPCC et que le Plan n'est pas soumis au processus d'établissement des normes de la NERC, mais plutôt à l'approbation du comité d'exploitation de la NERC. Par conséquent, il est sujet à révision au besoin.

[501] La Régie en déduit que le Plan est important pour le maintien de la fiabilité dans la région du NPCC et que sa mise à jour est indépendante du processus de changement de versions des normes de la NERC.

³¹⁰ Pièce B-121, HQCMÉ-1, document 2, p. 18.

³¹¹ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 6 révisé, p. 54 et 55.

³¹² Pièce B-121, HQCMÉ-1, document 2, p. 18.

[502] Toutefois, la Régie est d'avis que le Plan devra lui être soumis au moment de la surveillance de la conformité de la norme.

[503] La Régie prend acte de l'affirmation du Coordonnateur à l'effet que le Plan pourra être fourni sur demande, dans le cadre de l'exercice de surveillance de la conformité aux normes, à titre de pièce justificative.

[504] En conclusion, bien que l'exigence E2 réfère à « un plan régional de fiabilité », la Régie est d'avis qu'il ne s'agit pas, dans ce cas, d'un renvoi à des éléments normatifs externes dont l'entité visée ignore la teneur, ni d'un élément que la Régie doit considérer au moment de l'examen de la demande d'adoption de la norme afin d'en juger l'application pour le Québec.

[505] Dans ce contexte particulier relatif au Plan, la Régie se déclare satisfaite de la preuve déposée au soutien de la demande d'adoption de la norme IRO-001-1.1.

[506] Ainsi, la Régie est satisfaite du texte proposé pour l'Annexe de la norme IRO-001-1.1, car il est conforme aux suivis de la Décision. Elle est également satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais de la norme et de son Annexe, aux fins de la présente décision.

[507] Par conséquent, la Régie adopte la norme de la NERC IRO-001-1.1 ainsi que son Annexe, telles que déposées par le Coordonnateur, dans leurs versions française et anglaise.

NORME IRO-003-2 - COORDINATION DE LA FIABILITÉ – VUE ÉTENDUE

[508] Tel que libellé à la section « Objet » de la norme IRO-003-2, l'objectif de cette norme est le suivant :

« Le coordonnateur de la fiabilité doit avoir une vue étendue de sa propre zone de fiabilité et de celles des coordonnateurs de la fiabilité voisins »³¹³.

³¹³ Pièce B-128, HQCMÉ-11, document 2.1.

[509] Cette norme est applicable aux *coordonnateurs de la fiabilité* (RC) seulement, soit, pour le Québec, le Coordonnateur.

[510] Le Coordonnateur demande l'adoption de la norme IRO-003-2³¹⁴. Cette norme n'a fait l'objet d'aucune modification depuis la Décision.

[511] La norme IRO-003-2 fait l'objet d'échanges lors de la séance de travail du 3 avril 2013 durant laquelle le Coordonnateur souscrit à l'engagement suivant et y répond comme suit :

« *Engagement 7*

[...]

Déposer les annexes Québec des normes visées par la section 2.17 du registre des installations visées afin d'y transposer les éléments pertinents de cette section, selon le contexte, à titre de disposition particulière.

R7 : Voir les annexes Québec révisées des normes IRO-002-2, IRO-003-2, IRO-004-2, IRO-005-1 et IRO-005-3.1a à la pièce HQCMÉ-8, Document 1.7 (français) et Document 2.7 (anglais) [...] »³¹⁵.

[512] Ainsi, le 30 mai 2013, le Coordonnateur dépose une version corrigée de la norme IRO-003-2. Il précise alors, dans l'Annexe de cette norme, en lien avec l'exigence E1 de la norme, la disposition particulière suivante :

« *Le coordonnateur de la fiabilité n'est pas tenu de surveiller les installations de production qui sont utilisées principalement pour alimenter des charges industrielles. Toutefois, cette surveillance doit être exercée aux points de raccordement du réseau des entités possédant ces installations »³¹⁶.*

[513] Dans ses commentaires sur la version de l'Annexe de la norme déposée le 25 septembre 2013, RTA soumet que les dispositions particulières relatives à l'exigence E1 de la norme IRO-003-2 sont incomplètes en ce qu'elles ne sont pas harmonisées avec celles relatives à l'exigence E5 de la norme IRO-002-2³¹⁷.

³¹⁴ Pièce B-97, lettre et pièce B-97, HQCMÉ-6, document 1.1.

³¹⁵ Pièce B-117, HQCMÉ-7, document 3 révisé, p. 7.

³¹⁶ Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.7 révisé.

³¹⁷ Pièce C-5-44-RTA, p. 8 et 9.

[514] À l'audience du 10 octobre 2013, le Coordonnateur dépose une version révisée de cette Annexe. Le texte proposé se lit comme suit :

« Le coordonnateur de la fiabilité n'est pas tenu d'effectuer la surveillance prévue à l'exigence EI pour les installations de production qui sont principalement utilisées pour alimenter des charges industrielles. Toutefois, il doit effectuer cette surveillance aux points de raccordement du réseau des entités possédant des installations de production à vocation industrielle. ~~Le coordonnateur de la fiabilité n'est pas tenu de surveiller les installations de production qui sont utilisées principalement pour alimenter des charges industrielles. Toutefois, cette surveillance doit être exercée aux points de raccordement du réseau des entités possédant ces installations~~ »³¹⁸.

[515] En audience, le 10 octobre 2013, RTA confirme que le Coordonnateur « accepte de donner suite à la proposition de RTA » en ce qui a trait, entre autres, à la norme IRO-003-2³¹⁹.

[516] Pour ce qui est de la codification des exemptions pertinentes qui étaient prévues à la section 2.17 du Registre des installations, en suivi de la Décision, la Régie est satisfaite du texte proposé.

[517] Par ailleurs, la Régie est satisfaite du texte proposé pour l'Annexe de la norme IRO-003-2, en ce qu'il est conforme aux suivis de la Décision. Elle est également satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais de cette norme et de son Annexe, aux fins de la présente décision.

[518] Par conséquent, la Régie adopte la norme de la NERC IRO-003-2 ainsi que son Annexe, telles que déposées par le Coordonnateur, dans ses versions française et anglaise.

³¹⁸ Pièce B-128, HQCMÉ-11, document 2.1.

³¹⁹ Pièce C-5-48-RTA.

NORME IRO-002-2 - COORDINATION DE LA FIABILITÉ - MOYENS***NORME IRO-004-2 - COORDINATION DE LA FIABILITÉ - PLANIFICATION DE L'EXPLOITATION******NORME IRO-006-5 - COORDINATION DE LA FIABILITÉ - ALLÈGEMENT DE LA CHARGE DE TRANSPORT***

[519] Les normes IRO-001 à IRO-006 encadrent, pour l'essentiel, les rôles et responsabilités des coordonnateurs de la fiabilité.

[520] Précédemment, dans la présente décision, la Régie a adopté les normes IRO-001-1.1 et IRO-003-2.

[521] Dans sa correspondance du 24 septembre 2012, le Coordonnateur propose de retirer de la preuve déposée au dossier 27 normes devenues désuètes à ce jour. Parmi ces 27 normes, quatre appartiennent à la famille IRO, soit les normes IRO-002, IRO-004, IRO-005 et IRO-006³²⁰.

[522] En réponse à la demande de la Régie, dans sa correspondance du 16 novembre 2012, le Coordonnateur justifie sa proposition de retrait de normes. Par la même occasion, il modifie sa proposition et suggère alors de retirer du dossier seulement huit normes, dont la norme IRO-005 qui comprend, dans sa nouvelle version, des changements « significatifs » pour les entités visées. Dans cette même correspondance, il soumet que les nouvelles versions des normes IRO-002, IRO-004 et IRO-006 présentent un impact « faible » sur les entités visées³²¹.

[523] Dans sa décision D-2014-048, la Régie cesse l'examen de la norme IRO-005-3.1a et demande au Coordonnateur d'entreprendre un processus de consultation publique de cette norme et de son Annexe³²². Cette norme fait maintenant l'objet d'une demande d'adoption soumise par le Coordonnateur dans le dossier R-3906-2014.

[524] La Régie examine donc les normes IRO-002-2, IRO-004-2 et IRO-006-5 dans leur nouvelle version.

³²⁰ Pièce B-97, lettre.

³²¹ Pièce B-101, p. 13 et 14.

³²² Décision D-2014-048, p. 41, par. 185.

[525] Elle constate que la majorité des changements sont des retraits d'exigences ou de fonctions visées par ces normes et que ces changements ne présentent aucune nouvelle obligation pour les entités, soit essentiellement la Direction Contrôle des mouvements d'énergie d'Hydro-Québec à titre de *coordonnateur de la fiabilité* (RC), de *responsable de l'équilibrage* (BA), d'*exploitant de réseau de transport* (TOP) ou HQT à titre de *fournisseur de service de transport* (TSP)³²³.

[526] Les principales modifications apportées à ces normes depuis la Décision se résument comme suit³²⁴ :

- IRO-002-1 par rapport à IRO-002-2 :
 - la nouvelle version comprend le retrait d'une exigence;
- IRO-004-1 par rapport à IRO-004-2 :
 - la nouvelle version comprend le retrait de six exigences et le retrait des fonctions *coordonnateur de la fiabilité* (RC), *propriétaire d'installation de transport* (TO), *propriétaire d'installation de production* (GO), *exploitant d'installation de production* (GOP) et *responsable de l'approvisionnement* (LSE) à titre de fonctions visées;
- IRO-006-4 par rapport à IRO-006-5 :
 - la nouvelle version comprend le retrait de la majorité des exigences et le retrait de la fonction *exploitant de réseau de transport* (TOP) à titre de fonction visée.

[527] Par ailleurs, à la suite de l'examen des nouvelles versions des normes IRO-002-2, IRO-004-2 et IRO-006-5 et de leurs Annexes, la Régie relève les quatre enjeux suivants :

- la codification des dispositions particulières prévues au Registre des installations;
- l'application aux « transporteurs auxiliaires » (TA) d'exigences visant la fonction TSP;
- la nécessité d'élaborer une norme relative aux procédures d'allègement de la charge de transport applicables à l'Interconnexion du Québec;
- l'adoption et la mise en vigueur de normes interreliées dont l'examen se fait en séquence dans des dossiers réglementaires distincts.

³²³ Les entités désignées à titre de TSP ne sont visées que par l'exigence E1 de la norme IRO-004-2.

³²⁴ Pièce B-101, p. 13 et 14.

La codification des dispositions particulières prévues au Registre des installations

[528] Dans la Décision, la Régie approuvait le contenu des 95 normes de fiabilité de la NERC. Elle approuvait également les aspects normatifs québécois contenus dans le Registre des entités, le Registre des installations ainsi que les Matrices d'application et demandait au Coordonnateur d'intégrer ces aspects normatifs dans les Annexes des normes.

[529] Le Registre des installations en preuve au moment de la Décision prévoit à la section 2.17 du Registre des installations, une disposition particulière pour l'application des normes IRO-002 et IRO-004 aux GOP qui sont également des « producteurs à vocation industrielle » (PVI).

[530] Cet enjeu est traité à la section 3.7 de la présente décision.

[531] La Régie se déclare satisfaite de la codification des Annexes des normes IRO-002-2 et IRO-004-2 en lien avec les dispositions particulières prévues à la section 2.17 du Registre des installations.

L'application aux « transporteurs auxiliaires » d'exigences visant la fonction TSP

[532] En audience, le 10 octobre 2013, RTA associe la norme IRO-004-2 à l'enjeu relatif aux « transporteurs auxiliaires » que le Coordonnateur propose de reconnaître à titre de *fournisseurs de service de transport (TSP)*³²⁵.

[533] La Régie s'est prononcée sur ce sujet à la section 3.3 de la présente décision et rappelle sa décision à l'effet que « les transporteurs auxiliaires » RTA, ÉLL-EBM et la SCHM ne sont pas visés par la fonction TSP telle qu'elle est définie dans le modèle de fiabilité de la NERC.

³²⁵ Pièce C-5-48-RTA.

La nécessité d'élaborer une norme relative aux procédures d'allègement de la charge de transport applicables à l'Interconnexion du Québec

[534] La Régie reproduit ci-dessous la seule exigence de la version 5 de la norme IRO-006, alors que la version 4 de cette norme, qui faisait l'objet de la Décision, en prévoyait sept :

« E1. Chaque coordonnateur de la fiabilité et chaque responsable de l'équilibrage qui reçoit, dans le cadre d'une procédure d'allègement de la charge de transport applicable à l'ensemble d'une Interconnexion (telle que la procédure « TLR » de l'Interconnexion de l'Est, la procédure « Unscheduled Flow Mitigation » du WECC ou une procédure de gestion de la congestion découlant des protocoles de ERCOT) de la part d'un coordonnateur de la fiabilité, d'un responsable de l'équilibrage ou d'un exploitant de réseau de transport d'une autre Interconnexion, une demande de réduction d'une transaction d'échange qui traverse la frontière de l'Interconnexion, doit se conformer à cette demande ou, s'il n'est pas en mesure de le faire, fournir au demandeur une justification fondée sur la fiabilité. [Facteur de risque (VRF) : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel] »³²⁶.

[535] La Régie constate que l'exigence fait un renvoi à des procédures d'allègement de la charge de transport applicables à chacune des Interconnexions en Amérique du Nord, sauf l'Interconnexion du Québec.

[536] La pertinence de prévoir une procédure applicable à l'Interconnexion du Québec est traitée lors de la séance de travail du 3 avril 2013. Le Coordonnateur souscrit alors à l'engagement suivant et y répond comme suit :

« Engagement 8

[...]

Expliquer pourquoi aucune méthode d'allègement de la charge de transport pour le Québec sous forme d'une norme telle que IRO-006-EAST-1 n'est requise.

³²⁶ Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.7 révisé.

R8 : L'objectif principal d'une norme concernant une méthode d'allègement de la charge de transport (« Transmission Loading Relief – TLR ») telle que la norme IRO-006-EAST-1, est de fournir une procédure d'allègement commune qui permet de prévenir ou d'atténuer les dépassements de SOL (limite d'exploitation du réseau) ou d'IROL (limite d'exploitation pour la fiabilité de l'interconnexion). Une telle norme permet d'assurer la bonne coordination des actions à prendre par les différents coordonnateurs de la fiabilité d'une même Interconnexion lors de la mise en œuvre de la procédure TLR impliquant plusieurs zones de fiabilité. Dans le cas du Québec qui comporte une seule zone de fiabilité, une procédure d'allègement sera mise en œuvre par une seule et même entité, soit la direction Contrôle des mouvements d'énergie dans sa fonction de Coordonnateur de la fiabilité. Ce dernier juge que la conformité aux normes TOP et IRO applicables est suffisante pour assurer le respect ou la gestion d'un dépassement des SOL et des IROL.

*Le Coordonnateur précise qu'il a l'autorité et la responsabilité de procéder à un allègement de la charge de transport pouvant aller jusqu'à un délestage de charge en vertu des exigences E1 et E5 de la norme IRO-005-3.1a, pour atténuer les dépassements de SOL ou d'IROL (E1.2 et E1.3), et pour inclure des procédures d'allègement de la charge des installations de transport (E1.7) »³²⁷.
[nous soulignons]*

[537] Par la suite, la Régie inclut l'enjeu « Norme IRO-006-5 (engagement 8, bloc C) : méthode d'allègement pour le Québec sous forme de norme » à sa liste d'enjeux demeurant à l'ordre du jour de la séance de travail finale du 13 juin 2013³²⁸.

[538] Le 11 juillet 2013, lors du dépôt de sa demande amendée, le Coordonnateur rappelle qu'il n'y a qu'un *coordonnateur de la fiabilité* (RC) et précise les conditions qui justifient la nécessité d'une norme sur la méthode d'allègement de la charge pour les autres Interconnexions que celle du Québec :

« La norme IRO-006-TRE-1 de l'Interconnexion ERCOT qui est aussi sous la responsabilité d'un seul coordonnateur de la fiabilité présente une méthode d'allègement suivant le système d'opérations de marché nodal d'ERCOT, soit un contexte qui n'existe pas au Québec.

³²⁷ Pièce B-117, HQCMÉ-7, document 3 révisé, p. 8.

³²⁸ Pièce A-83, p. 2.

Le Coordonnateur souligne que les méthodes d'allègement de la charge de transport des autres Interconnexions (East et WECC) suivent des principes reliés aux règles de marché visant la réduction de la congestion et doivent être coordonnées entre plusieurs coordonnateurs de la fiabilité, contexte qui n'est pas applicable à la réalité de l'Interconnexion du Québec »³²⁹. [nous soulignons]

[539] La Régie comprend que, selon le Coordonnateur, les normes régionales IRO-006 visent la coordination des différents coordonnateurs de la fiabilité d'une même Interconnexion et que, dans ce contexte où il n'y a qu'un coordonnateur de fiabilité dans l'Interconnexion du Québec, cette coordination n'est pas requise au Québec.

[540] Par ailleurs, la Régie conclut des allégations du Coordonnateur que les normes régionales applicables aux Interconnexions ERCOT, de l'Est et du WECC ont en commun l'harmonisation de la méthode d'allègement de la charge de transport et des règles de marché en place au sein de chacune de ces Interconnexions.

[541] Toutefois, la Régie ne partage pas l'affirmation du Coordonnateur à l'effet que ce dernier aspect commun aux Interconnexions citées fasse référence à un « *contexte qui n'est pas applicable à la réalité de l'Interconnexion du Québec* ».

[542] La Régie rappelle qu'HQT offre des services de transport de façon non discriminatoire aux participants aux marchés de gros, entre autres, de l'Interconnexion du Québec et de l'Interconnexion de l'Est, comprenant notamment l'Ontario, le Nouveau-Brunswick, New-York et la Nouvelle-Angleterre, conformément aux Tarifs et conditions approuvés par la Régie.

[543] À cet égard, la Régie rappelle que les Tarifs et conditions prévoient des règles en matière d'allègement de la charge. À titre d'exemple, elle reproduit l'extrait suivant :

« 13.6 Réduction du service de transport ferme : Si une réduction dans le réseau de transport du Transporteur, ou une partie de celui-ci, est nécessaire pour

³²⁹ Pièce B-121, HQCMÉ-1, document 2, p. 13.

maintenir une exploitation fiable du réseau, des réductions seront faites de façon non discriminatoire à la transaction (aux transactions) qui a(ont) pour effet d'alléger les contraintes. Si plusieurs transactions doivent être réduites, dans la mesure du possible et conformément aux pratiques usuelles des services publics, les réductions s'appliqueront proportionnellement aux clients de charge locale, aux clients du réseau intégré et aux clients du service de transport utilisant un service de transport ferme de point à point. [...] »³³⁰.

[544] La Régie constate qu'il existe des règles de marché en matière d'allègement de la charge dans l'Interconnexion du Québec sans qu'il n'y ait, pour autant, une norme régionale décrivant la méthode d'allègement de la charge applicable à cette interconnexion.

[545] Quant à ce dernier aspect, la Régie prend acte de l'avis du Coordonnateur à l'effet qu'il n'est pas nécessaire d'élaborer une norme régionale décrivant les exigences applicables à l'Interconnexion du Québec, pour ce qui est des méthodes d'allègement de la charge.

L'ADOPTION ET LA MISE EN VIGUEUR DE NORMES INTERRELIÉES

[546] La Régie traite de l'adoption et de la mise en vigueur de normes interreliées dont l'examen se fait en séquence dans des dossiers réglementaires distincts.

[547] Les normes IRO-002, IRO-004 et IRO-006, dans leur nouvelle version, ainsi que leur Annexe respective ont fait l'objet d'échanges lors de la séance de travail du 3 avril 2014.

[548] En lien avec les modifications apportées aux normes IRO dans leur dernière version, le Coordonnateur prend l'engagement suivant et y répond comme suit :

« Engagement 5

[...]

Fournir une évaluation du moment du dépôt des normes complémentaires aux nouvelles versions déposées dans le cadre du dossier R-3699-2009 suivant la décision finale sur la phase 1 à être rendue par la Régie dans le présent dossier.

³³⁰ Dossier R-3669-2008 Phase 1, pièce B-70, HQT-12, document 5 révisé.

R5 : Le Coordonnateur propose de déposer les normes IRO-008-1, IRO-009-1 et IRO-010-1, qui sont complémentaires aux nouvelles versions déposées dans le cadre du présent dossier, dans les 90 jours suivant la décision finale sur la phase 1 à être rendue par la Régie »³³¹.

[549] La Régie prend acte de l'affirmation du Coordonnateur que les normes IRO-008-1, IRO-009-1 et IRO-010-1, « complémentaires » aux nouvelles versions soumises, seront déposées dans les 90 jours suivant la décision finale sur la phase 1 à être rendue par la Régie.

[550] Tel qu'elle l'a indiqué précédemment, la Régie constate que les modifications apportées dans les nouvelles versions des normes ayant fait l'objet de la Décision n'introduisent aucune nouvelle obligation pour les entités qu'elles visent, soit Hydro-Québec dans ses fonctions de *coordonnateur de la fiabilité* (RC), *responsable de l'équilibrage* (BA), *exploitant de réseau de transport* (TOP) ou *fournisseur de service de transport* (TSP). La Régie est d'avis qu'il est souhaitable d'adopter les normes IRO-002-2, IRO-004-2 et IRO-006-5, dont les aspects normatifs ont, par ailleurs, déjà été acceptés dans la Décision, même si les normes « complémentaires » IRO-008-1, IRO-009-1 et IRO-010-1 n'ont pas été déposées devant la Régie.

[551] En conclusion de la présente section, la Régie est satisfaite des textes proposés pour les Annexes des normes IRO-002-2, IRO-004-2 et IRO-006-5, en ce qu'ils transposent adéquatement les éléments normatifs demeurant et pertinents acceptés dans la Décision et, par conséquent, sont conformes aux suivis de la Décision. Par ailleurs, la Régie est satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais de ces normes et de leur Annexe respective, aux fins de leur adoption.

[552] Compte tenu de ce qui précède, la Régie adopte les normes de la NERC IRO-002-2, IRO-004-2 et IRO-006-5 et leur Annexe respective, telles que déposées par le Coordonnateur, dans leurs versions française et anglaise.

³³¹ Pièce B-117, HQCMÉ-7, document 3 révisé, p. 5.

NORME MOD-017-0.1 - DEMANDES GLOBALES RÉELLES ET PRÉVUES ET ÉNERGIE DISPONIBLE NETTE

NORME MOD-018-0 - SOUMISSIONS DES DONNÉES SUR LA DEMANDE RÉELLE ET PRÉVUE

NORME MOD-019-0.1 - PRÉVISIONS DES DONNÉES DES DEMANDES INTERRUPTIBLES ET DE LA GESTION DES CHARGES MODULABLES

NORME MOD-021-1 - MÉTHODE DE COMPTABILISATION DES EFFETS DE LA GESTION DE LA DEMANDE DANS LES PRÉVISIONS

[553] Les normes de la famille MOD ont trait à la modélisation, aux données et aux analyses du réseau.

[554] Dans sa décision D-2014-048, la Régie autorise le retrait des normes MOD-006-0 et MOD-007-0 et demande au Coordonnateur d'entreprendre un processus de consultation pour la norme MOD-004-1 qui les remplace. Le 20 août 2014, cette norme est déposée par le Coordonnateur pour adoption par la Régie, dans le cadre du dossier R-3906-2014. Les normes MOD-020-0 et MOD-016-1.1 ont été adoptées par la Régie dans sa décision D-2013-176. La Régie a rejeté la demande d'adoption des normes MOD-010-0 et MOD-012-0 à la section 3.6 de la présente décision.

[555] La version de la norme MOD-018-0 n'a pas été modifiée depuis la Décision. Toutefois, le 2 novembre 2012, le Coordonnateur requiert l'adoption des normes MOD-017 et MOD-019 dans leur version « 0.1 », en remplacement de leur version « 0 ». Il fait alors valoir que ces changements ne modifient pas la teneur des exigences des normes concernées et n'ont donc pas d'impact sur leur application³³².

[556] De plus, le 16 novembre 2012, le Coordonnateur requiert l'adoption de la norme MOD-021 dans sa version « 1 », en remplacement de sa version « 0 ». Il fait alors valoir que les modifications apportées par cette nouvelle version ont un impact « faible » sur les entités visées³³³.

³³² Pièce B-99, HQCMÉ-6, document 8.1, p. 3.

³³³ Pièce B-101, p. 15.

[557] À la suite de leur examen, la Régie est d'avis que les changements de version des normes MOD-017 et MOD-019 n'ont effectivement aucun impact sur le contenu normatif des normes déjà accepté dans la Décision. Quant à la norme MOD-021, la Régie constate que les modifications qui y ont été apportées portent sur des aspects normatifs d'ordre administratif ayant un impact, notamment, sur les processus de surveillance de conformité et qu'elles n'ont pas d'impact sur la teneur de ses exigences. Aussi, par souci d'efficacité réglementaire, la Régie est d'avis qu'il y a lieu d'examiner la version plus récente de ces normes. Par conséquent, elle examine les normes MOD-017-0.1, MOD-018-0, MOD-019-0.1 et MOD-021-1.

[558] Le contenu normatif de ces normes a été accepté dans la Décision et elles ont fait l'objet d'échanges lors de la séance de travail des 23 et 24 avril 2013.

[559] Tels que libellés dans leur section « Objet »³³⁴, ces normes ont pour objectifs :

- de faire en sorte que les évaluations et la validation des événements antérieurs et des bases de données, ainsi que les études de futur réseau, puissent être effectuées;
- de faciliter l'exploitation adéquate du réseau en temps réel.

[560] À cet égard, les normes MOD-017 et MOD-018 encadrent les données à fournir ayant trait à la demande réelle et prévue et les normes MOD-019 et MOD-021 encadrent les données à fournir ayant trait aux charges liées aux programmes de gestion de la demande.

[561] Par ailleurs, ces normes visent les fonctions *responsable de l'approvisionnement* (LSE), *responsable de la planification* (PA), *planificateur de réseau de transport* (TP) ou *planificateur des ressources* (RP).

[562] Tel qu'il était précisé à la Matrice d'application, les installations visées par ces normes sont celles de l'Interconnexion du Québec.

³³⁴ Pièce B-119, HQCMÉ-8, document 1.10 révisé.

[563] En séance de travail, afin de clarifier le champ d'application des normes de la famille MOD, le Coordonnateur souscrit à l'engagement suivant et y répond comme suit :

« *Engagement 13*

[...]

Revoir, au besoin, le champ d'application défini aux annexes Québec des normes MOD-010-0, MOD-012-0, MOD-016-1.1, MOD-017-0.1, MOD-18-0 et MOD-021-1.

R13 : Pour s'assurer de l'exactitude de la simulation du réseau de transport au Québec, toutes les entités concernées doivent fournir les données appropriées. Les données sont requises pour tout le réseau du Québec sans se limiter au réseau de transport RTP. Le Coordonnateur retire donc les dispositions particulières en lien avec le champ d'application de ces normes. Voir l'annexe Québec révisée des normes MOD-010-0, MOD-012-0, MOD-016-1.1, MOD-017-0.1, MOD-18-0 et MOD-021-1 à la pièce HQCMÉ-8, Document 1.10 (français) et Document 2.10 (anglais) »³³⁵. [nous soulignons]

[564] Dans les Annexes des normes précitées dans la réponse à l'engagement, le Coordonnateur supprime la disposition particulière à l'effet que la norme s'applique à l'Interconnexion du Québec.

[565] La Régie constate que ces normes traitent des données relatives à la demande en électricité. Elle est d'avis que, dans ce contexte, la notion de réseau de transport principal (RTP) faisant référence à des installations de transport et des installations de production n'est pas appropriée. De plus, la Régie note que les limites de l'Interconnexion du Québec s'étendent à des territoires hors du Québec, sur lesquels elle n'a pas juridiction.

[566] Par conséquent, la Régie est satisfaite de la clarification apportée et de la justification donnée par le Coordonnateur relativement au champ d'application des normes en question.

³³⁵ Pièce B-119, HQCMÉ-7, document 4 révisé, p. 10.

[567] Par ailleurs, la Régie note que les exigences E1.4 de la norme MOD-017-0.1, E2 de la norme MOD-018-0, E1 de la norme MOD-019-0.1 et E3 de la norme MOD-021-1 prévoient, entre autres, que, sur demande de la NERC ou du NPCC, certains documents ou informations doivent leur être soumis, dans des délais établis par ces organisations.

[568] En matière de demande spécifique, la Régie reproduit ci-dessous, à titre d'exemple, l'exigence E3 de la norme MOD-021-1 :

« E.3 Le responsable de l'approvisionnement, le planificateur de réseau de transport et le planificateur des ressources doivent chacun rendre disponible à la NERC la documentation sur le traitement de leurs programmes de gestion de la demande, sur demande (dans les 30 jours civils) »³³⁶. [nous soulignons]

[569] La Régie s'est prononcée à la section 3.6 de la présente décision sur l'application au Québec d'une exigence spécifiant qu'une entité doit transmettre des informations au NPCC ou la NERC, à leur demande³³⁷.

[570] Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur d'ajouter aux Annexes des quatre normes concernées, pour les exigences en cause, une disposition particulière codifiant que la demande de transmettre des documents ou informations sera faite par la Régie, dans les délais qu'elle déterminera, plutôt que par le NPCC ou la NERC, le cas échéant, selon le principe énoncé à la section 3.6 de la présente décision. Dans un tel cas, ces documents devront être transmis à la Régie.

[571] La Régie demande au Coordonnateur de soumettre, pour adoption, dans le cadre d'un nouveau dossier, les Annexes des normes MOD-017-0.1, MOD-018-0, MOD-019-0.1 et MOD-021-1 ainsi modifiées dans leurs versions française et anglaise, au plus tard le 25 septembre 2015.

³³⁶ Pièce B-119, HQCMÉ-8, document 1.10 révisé.

³³⁷ Paragraphe 293 de la présente décision.

NORMES PRC – RÉGLAGES ET PROTECTIONS***PRC-005-1b - MAINTENANCE ET ESSAIS DES SYSTÈMES DE PROTECTION DE LA PRODUCTION ET DU TRANSPORT******PRC-010-0 – ÉVALUATION TECHNIQUE DE LA CONCEPTION ET DE L'EFFICACITÉ DU PROGRAMME DE DÉLESTAGE EN SOUS-TENSION******PRC-011-0 – MAINTENANCE ET ESSAIS DU SYSTÈME DE DÉLESTAGE EN SOUS-TENSION******PRC-017-0 – MAINTENANCE ET ESSAIS DES AUTOMATISMES DE RÉSEAU (SPS)******PRC-018-1 – INSTALLATION D'ÉQUIPEMENT DE SURVEILLANCE DES PERTURBATIONS ET DONNÉES À COMMUNIQUER******PRC-021-1 – DONNÉES SUR LES PROGRAMMES DE DÉLESTAGE EN SOUS-TENSION******PRC-022-1 – PERFORMANCE DES PROGRAMMES DE DÉLESTAGE EN SOUS-TENSION***

[572] Le Coordonnateur dépose 14 normes de la famille PRC pour adoption³³⁸.

[573] Dans son évaluation de la pertinence des normes de la famille PRC, le Coordonnateur soumet ce qui suit :

« Les normes « PRC » ont pour objectif d'établir les exigences en matière de coordination, d'installation, de maintenance et de tests des systèmes de protection des installations de transport et de production, des automatismes de réseaux (SPS) et des systèmes de délestage en sous-fréquence et en sous-tension. Ces normes prévoient aussi des exigences en matière d'analyse de mauvais fonctionnement des systèmes de protection, d'automatismes de réseau (SPS).

[...]

Il est important de s'assurer que les systèmes de protection des installations du réseau de transport principal fonctionneront adéquatement lorsque requis. Il en va de même pour les automatismes de réseau (SPS) et les systèmes de délestage en sous-fréquence et en sous-tension. [...] »³³⁹.

³³⁸ Normes PRC-001-1, PRC-004-2a, PRC-005-1, PRC-007-0, PRC-008-0, PRC-009-0, PRC-010-0, PRC-011-0, PRC-015-0, PRC-016-0.1, PRC-017-0, PRC-018-1, PRC-021-1 et PRC-022-1a.

³³⁹ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 2, p. 21 et 22.

[574] Les entités visées par ces normes sont, pour la majorité, des *propriétaires d'installation de transport* (TO), *propriétaires d'installation de production* (GO) ou *distributeurs* (DP) qui possèdent de tels automatismes ou systèmes de protection ainsi que les *exploitants d'installation de transport* (TOP) ou les *responsables de l'approvisionnement* (LSE) qui exploitent ou mettent en œuvre de tels systèmes.

[575] Dans sa décision D-2014-048, la Régie adopte la norme PRC-001-1 ainsi que son Annexe dans leurs versions française et anglaise.

[576] Par ailleurs, à la section 3.6 de la présente décision, la Régie rejette, entre autres, la Proposition et la Proposition subsidiaire soumises par le Coordonnateur. Dans cette section, elle rejette donc la demande d'adoption des normes PRC-004, PRC-007, PRC-008, PRC-009, PRC-015 et PRC-016 et leurs Annexes, pour les motifs reprenant les principes qu'elle a établis dans la Décision quant au renvoi à des références externes³⁴⁰.

[577] Dans sa correspondance du 24 septembre 2012, le Coordonnateur propose de remplacer la norme PRC-005-1 ayant fait l'objet de la Décision par sa nouvelle version « 1b »³⁴¹.

[578] Le 2 novembre 2012, le Coordonnateur dépose la norme PRC-005-1b et son Annexe en suivi de la Décision. Il soumet alors que les modifications apportées, qui consistent en l'ajout de deux annexes interprétatives, n'ont pas d'impact sur leur application³⁴².

[579] La Régie rappelle qu'elle est d'avis que l'ajout d'une annexe interprétative par la NERC, à même le texte d'une norme, peut clarifier le texte des exigences de cette norme, mais ne modifie pas la teneur des exigences de la norme³⁴³. Par conséquent, elle examine la norme PRC-005-1b et son Annexe.

[580] Par ailleurs, les versions des normes PRC-010, PRC-011, PRC-017, PRC-018, PRC-021 et PRC-022 n'ont pas été modifiées depuis la Décision. Ces normes et leur Annexe respective sont déposées en suivi de la Décision, le 24 septembre 2012³⁴⁴.

³⁴⁰ Paragraphe 280 de la présente décision.

³⁴¹ Pièce B-97, tableau en annexe.

³⁴² Pièce B-99, HQCMÉ-6, document 8.1, p. 3 et 4.

³⁴³ Décision D-2013-176, p. 22, par. 90.

³⁴⁴ Pièce B-97, HQCMÉ-6, document 1.1.

[581] Par conséquent, dans la présente section, la Régie examine la demande d'adoption des normes PRC-005-1b, PRC-010-0, PRC-011-0, PRC-017-0, PRC-018-1, PRC-021-1 et PRC-022-1 demeurant au dossier.

[582] Les normes PRC font l'objet d'échanges lors de la séance de travail des 14 et 15 mai 2013 et sont déposées à nouveau le 7 juin 2013³⁴⁵ et le 4 juillet 2013³⁴⁶.

[583] À la suite de son examen, la Régie constate que ces normes comportent les enjeux suivants dont certains ont déjà été traités dans une section précédente de la présente décision :

- identification des installations visées³⁴⁷;
- codification de l'Annexe de la norme PRC-018-1;
- informations à soumettre à la NERC ou au RRO³⁴⁸.

L'identification des installations visées

[584] En ce qui a trait à l'identification de certaines installations visées³⁴⁹ par ces normes, ÉLL-EBM suggère que, le cas échéant, les Annexes des normes réfèrent au Registre des entités visées.

[585] À la section 3.1 de la présente décision, la Régie s'est prononcée sur cet enjeu. Elle réitère sa conclusion à l'effet qu'il n'est pas requis d'ajouter une référence au Registre des entités visées dans les Annexes des normes³⁵⁰.

[586] **Par conséquent, la Régie rejette la demande d'ÉLL-EBM.**

³⁴⁵ Pièce B-119, HQCMÉ-8, document 1.9 révisé.

³⁴⁶ Pièce B-120, HQCMÉ-8, document 1.12 révisé.

³⁴⁷ Section 3.1 de la présente décision.

³⁴⁸ Section 3.6 de la présente décision.

³⁴⁹ Pièce A-90-2, p. 152.

³⁵⁰ Paragraphes 125, 126, 127 et 131 de la présente décision.

[587] Par ailleurs, lors de la séance de travail des 14 et 15 mai 2013, le Coordonnateur souscrit à l'engagement suivant et y répond comme suit :

« Engagement 5

[...]

Préciser les types d'automatismes visés par les normes PRC-015, PRC-016, PRC-017 et PRC-021 dans les annexes Québec.

R5 : Voir l'annexe Québec révisée des normes PRC-015, PRC-016, PRC-017 et PRC-021 à la pièce HQCMÉ-8, Document 1.12 (français) et Document 2.12 (anglais) »³⁵¹.

[588] La Régie comprend que le Coordonnateur précise dans les Annexes de ces quatre normes que les automatismes de réseau (SPS) visés par certaines de leurs exigences sont ceux classés type I ou II identifiés au Registre des entités visées³⁵².

[589] Le Régie reconnaît que ce changement, bien que normatif, est une précision souhaitable puisqu'elle clarifie l'exigence. Toutefois, tel qu'elle s'est prononcée à la section 3.1 de la présente décision, la Régie est d'avis que :

« [129] [...] le Registre identifie clairement les entités possédant des SPS de type I ou II visés par les normes en cause. Pour cette raison, la Régie réitère qu'il n'y a pas lieu de référer explicitement au Registre des entités visées dans les Annexes de ces normes ».

[590] La Régie réitère sa demande à cet égard. **Par conséquent, elle demande au Coordonnateur d'éliminer toute référence explicite au Registre des entités visées, le cas échéant, dans les Annexes des normes à déposer pour adoption dans un dossier de demande d'adoption de normes à venir.**

³⁵¹ Pièce B-119, HQCMÉ-7, document 5, p. 3 et 4.

³⁵² Pièce B-120, HQCMÉ-8, document 1.12 révisé.

[591] Toujours en lien avec l'identification des entités visées, les normes PRC-010-0, PRC-011-0, PRC-021-1 et PRC-022-1 visent les entités qui « *possèdent des programmes de délestages en sous-tension* » ou qui « *mettent en œuvre des programmes de délestages en sous-tension* » ou, encore, qui « *possèdent un système de délestages en sous-tension* »³⁵³.

[592] À cet égard, selon les libellés de ces normes, les entités susceptibles de posséder ou mettre en œuvre un tel système ou programme de délestage en sous-tension (DST) sont les suivantes :

- les *propriétaires d'installation de transport* (TO) ou les *distributeurs* (DP) sont susceptibles de posséder un système de DST³⁵⁴;
- les TO ou DP sont susceptibles de posséder un programme de DST³⁵⁵;
- les *responsables de l'approvisionnement* (LSE), les *exploitants de réseau de transport* (TOP) ou les DP sont susceptibles de mettre en œuvre un programme de DST³⁵⁶.

[593] Par ailleurs, la Régie constate que le Registre des entités visées, en ce qui a trait aux TO, indique la mention « *Ne possèdent pas de systèmes de délestage en sous-fréquence ou de délestage en sous-tension* » lorsqu'applicable à l'entité. Toutefois, quant aux DP et les entités possédant ou susceptibles de mettre en œuvre un programme de délestage, elle constate l'absence de précision à cet égard au Registre des entités visées³⁵⁷.

[594] La Régie est d'avis que cette absence d'information est problématique en ce que le Registre des entités visées doit permettre l'identification des entités visées par les exigences des normes, tel qu'elle l'a déjà reconnu dans la Décision³⁵⁸. Elle en dispose à la section 5 de la présente décision.

³⁵³ Pièce B-120, HQCMÉ-8, document 1.12 révisé.

³⁵⁴ Norme PRC-011.

³⁵⁵ Normes PRC-010, PRC-011 et PRC-021.

³⁵⁶ Normes PRC-010 et PRC-022.

³⁵⁷ Pièce B-119, HQCMÉ-6, document 7.

³⁵⁸ Décision D-2011-068, p. 40, par. 162.

La codification de l'Annexe de la norme PRC-018-1

[595] À la lecture de l'Annexe de la norme PRC-018-1, la Régie comprend que cette norme s'applique aux *propriétaires d'installation de transport (TO)* et aux *propriétaires d'installation de production (GO)*, selon certains critères relatifs à l'importance de leurs installations en matière de fiabilité.

[596] Le Registre des installations faisant l'objet de la Décision précise, à sa section « 2.12 Norme sur l'installation d'équipement de surveillance des perturbations et transmission des données sur les perturbations (PRC-018) », ce qui suit :

« La norme PRC-018 s'applique aux équipements de surveillance des perturbations et aux installations ayant les caractéristiques décrites ci-dessous et sa portée se base sur le critère A-15 du NPCC (Critères pour les équipements de supervision de perturbation). »

2.12.1 Enregistreurs chronologiques d'événements

Des enregistreurs chronologiques d'événements doivent être installés pour les installations ou appareils suivants :

- *Installations classées « bulk » (voir 2.15);*
- *Installations de production d'une capacité installée de 300 MW ou plus;*
- *Groupes turbine-alternateur d'une capacité installée de 50 MW ou plus.*

2.12.2 Enregistreurs de défaut

Des enregistreurs de défaut doivent être installés pour les installations ou appareils suivants :

- *Lignes de transport classées « bulk » (voir 2.15);*
- *Autotransformateurs ou transformateurs-déphaseurs branchés sur une barre classée « bulk » (voir 2.15);*
- *Condensateurs shunt de 345 kV ou plus;*
- *Postes élévateurs des installations de production de 50 MVA ou plus;*
- *Compensateurs statiques ou synchrones;*
- *Convertisseur à courant continu à haute tension;*
- *Groupes turbine-alternateur d'une capacité installée de 200 MW ou plus.*

2.12.3 Enregistreurs dynamiques de perturbation

Un minimum de 10 enregistreurs dynamiques de perturbation par 30 000 MW de charge de pointe doivent être installés pour les installations ou appareils suivants, et ce, de façon répartie :

- *Centres de charge importants;*
- *Regroupements importants d'installations de production;*
- *Zones importantes du réseau où la tension est sensible;*
- *Interfaces de transport importantes;*
- *Jonctions importantes de lignes de transport;*
- *Éléments associés à des limites d'exploitation – fiabilité des réseaux interconnectés (IROL);*
- *Interconnexions importantes entre zones d'équilibrage »³⁵⁹.*

[nous soulignons]

[597] La Régie constate que ces particularités encadrant l'application de la norme au Québec sont reproduites presque intégralement sous la forme d'une disposition particulière relative à l'exigence E2 dans l'Annexe de la norme. L'exigence E2 de la norme de la NERC d'origine se lit comme suit :

« E2. Le propriétaire d'installation de transport et le propriétaire d'installation de production doivent chacun réaliser l'installation des DME³⁶⁰ en conformité avec les exigences d'installation de leur organisation régionale de fiabilité (exigences E1 à E3 de la norme de fiabilité PRC-002) »³⁶¹. [nous soulignons]

[598] La Régie note que la section 2.12 du Registre des installations, tel que reproduit précédemment, réfère au critère A-15 du NPCC « Critères pour les équipements de supervision de perturbation » en matière d'exigences d'installation de l'*organisation régionale de fiabilité* (RRO). Dans la Matrice d'application faisant l'objet de la Décision, le Coordonnateur identifie, pour l'exigence E2, le document « NPCC A-15 » à titre de document à « conformité obligatoire ».

³⁵⁹ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5, p. 15.

³⁶⁰ Équipement de surveillance de perturbations.

³⁶¹ Pièce B-120, HQCMÉ-8, document 1.12 révisé.

[599] Les exigences de la norme de la NERC PRC-018-1 comprennent des références aux « exigences de l'*organisation régionale de fiabilité* ». Elles comprennent également des références à la norme PRC-002 qui, par ailleurs, n'a pas été déposée à la Régie dans le cadre du présent dossier. Dans ce cas, le Coordonnateur propose, sous la forme d'une disposition particulière dans l'Annexe de la norme, de faire abstraction des références à la norme PRC-002 :

« B. Exigences

Pour toutes les exigences, faire abstraction des références à la norme PRC-002 »³⁶².

[600] À cet égard, la Régie constate que les six exigences principales de la norme PRC-018 réfèrent aux exigences ou demandes de l'*organisation régionale de fiabilité* (RRO), dont quatre réfèrent explicitement à la norme PRC-002. La Régie constate également que, pour cinq de ces six exigences principales, le Coordonnateur codifie à l'Annexe le libellé suivant : « Aucune disposition particulière ».

[601] Devant ces constats, la Régie conclut que la norme PRC-018 et son Annexe, dont particulièrement les divers renvois et références à caractère « obligatoire » libellés dans plusieurs exigences de la norme, ne répondent pas de façon satisfaisante aux aspects suivants :

- aux principes de clarté énoncés aux paragraphes 117 et 122 de la Décision;
- au principe voulant que tout critère ou élément normatif soit soumis sous forme de norme afin que son respect devienne obligatoire, selon le paragraphe 208 de la Décision;
- la conformité à la Loi énoncée au paragraphe 206 de la Décision et plus amplement abordée précédemment à la section 3.6 de la présente décision.

[602] Compte tenu de ce qui précède, la Régie rejette la demande d'adoption de la norme de la NERC PRC-018-1 et de son Annexe, telles que déposées par le Coordonnateur.

³⁶² Pièce B-120, HQCMÉ-8, document 1.12, p. 85.

Les informations à soumettre à la NERC ou au RRO

[603] La Régie note que les exigences suivantes parmi les normes PRC-005-1b, PRC-010-0, PRC-011-0, PRC-017-0, PRC-018-1, PRC-021-1 et PRC-022-1 prévoient la préparation ou la transmission de documents, d'analyses ou de simulations à la demande de l'*organisation régionale de fiabilité* (RRO) ou de la NERC :

- exigence E2 de la norme PRC-005-1b;
- exigence E2 de la norme PRC-010-0;
- exigence E2 de la norme PRC-011-0;
- exigence E2 de la norme PRC-017-0;
- exigence E3 de la norme PRC-018-1;
- exigence E2 de la norme PRC-021-1;
- exigences E1.3 et E2 de la norme PRC-022-1.

[604] La Régie reproduit, à titre d'exemple, l'exigence E2 de la norme PRC-005-1b :

« Chaque propriétaire d'installation de transport, tout distributeur qui possède un système de protection du transport et chaque propriétaire d'installation de production qui possède un système de protection de la production doit fournir sur demande (dans les 30 jours civils) la documentation sur le programme de maintenance et d'essais de son système de protection et sur la mise en œuvre de ce programme à son organisation régionale de fiabilité. [...] »³⁶³.
[nous soulignons]

[605] La Régie s'est prononcée à la section 3.6 de la présente décision sur l'application au Québec d'une exigence spécifiant qu'une entité doit transmettre des informations au NPCC ou la NERC, à leur demande³⁶⁴.

³⁶³ Pièce B-120, HQCMÉ-8, document 1.12 révisé.

³⁶⁴ Paragraphe 293 de la présente décision.

[606] Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur d'ajouter aux Annexes des sept normes concernées, pour les exigences visées ainsi que les mesures correspondantes le cas échéant, une disposition particulière codifiant que la demande de préparation de documents, d'analyses ou de simulations sera faite par la Régie, plutôt que par le NPCC ou la NERC, selon le principe énoncé à la section 3.6 de la présente décision. Dans un tel cas, ces documents, analyses ou simulations devront être transmis à la Régie.

[607] La Régie demande au Coordonnateur de soumettre, pour adoption, dans le cadre d'un nouveau dossier, les Annexes des normes PRC-005-1b, PRC-010-0, PRC-011-0, PRC-017-0, PRC-021-1 et PRC-022-1 ainsi modifiées, dans leurs versions française et anglaise, au plus tard le 25 septembre 2015.

[608] Dans le cas de la norme PRC-018-1, la Régie demande au Coordonnateur de se conformer au paragraphe 606 de la présente décision au moment du prochain dépôt de la norme.

NORME TOP-001-1a – RESPONSABILITÉS ET AUTORITÉ EN MATIÈRE DE FIABILITÉ

[609] Tel que libellé à la section « Objet » de la norme TOP-001-1a, l'objectif de cette norme est de « [d]onner l'assurance que les entités participant à la fiabilité disposent d'une autorité décisionnelle claire et de la capacité de prendre ou de faire prendre, en situation d'urgence, les mesures appropriées pour ramener le réseau de transport dans des conditions normales d'exploitation »³⁶⁵.

[610] Les entités visées par cette norme sont les *responsables de l'équilibrage* (BA), *exploitants de réseau de transport* (TOP), *exploitants d'installation de production* (GOP), *responsables de l'approvisionnement* (LSE) et *distributeurs* (DP).

³⁶⁵ Pièce B-128, HQCMÉ-11, document 2.1.

[611] RTA est préoccupée, à titre de DP, par l'exigence E4 de la norme TOP-001-1a, qui prévoit ce qui suit :

« E4 : Chaque distributeur et chaque responsable de l'approvisionnement doit se conformer à toutes les directives de fiabilité données par l'exploitant de réseau de transport, incluant le délestage de charge ferme, à moins que les mesures ne contreviennent à la sécurité, aux équipements ou aux exigences réglementaires ou législatives. En pareil cas, le distributeur ou le responsable de l'approvisionnement doit immédiatement informer l'exploitant de réseau de transport de son incapacité à exécuter la directive afin que l'exploitant de réseau de transport puisse mettre en œuvre d'autres mesures correctives »³⁶⁶.

[nous soulignons]

[612] Tel qu'indiqué à la section 3.2 de la présente décision, dans son mémoire, RTA précise que la production de ses six centrales représente, en moyenne, environ 90 % de ses besoins en énergie pour ses charges dans la région du Saguenay-Lac-St-Jean. HQT achemine le reste de l'énergie nécessaire aux besoins de RTA par le biais de trois interconnexions avec le réseau d'Hydro-Québec³⁶⁷. L'intervenante précise également ce qui suit dans ce même document :

« Bien que RTA soit identifiée comme « distributeur » (DP) parce qu'elle dessert des consommateurs finaux à des tensions de transport, le délestage de charge ferme associé à l'exigence E4 ne devrait pas être possible en dehors des ententes contractuelles existantes. Ces consommateurs finaux constituent les charges industrielles mentionnées à la Section 2.17 du Registre B-54 (Doc 5) »³⁶⁸.

[613] RTA, à titre de DP, se dit prête à se conformer à une directive de délestage visant la charge locale directement raccordée à ses installations de transport à haute tension, mais fait valoir qu'une directive de délestage qui exigerait que ses alumineries soient délestées lui causerait préjudice. Toutefois, l'intervenante ajoute que le délestage de ses alumineries serait possible par le biais d'une entente avec Hydro-Québec et l'établissement de « procédures sécuritaires qui permettraient le délestage de nos charges d'alumineries »³⁶⁹.

³⁶⁶ Pièce B-128, HQCMÉ-11, document 2.1.

³⁶⁷ Pièce C-5-44-RTA, par. 3.

³⁶⁸ Pièce C-5-44-RTA, par. 47.

³⁶⁹ Pièce A-90-1, p. 141 et 142.

[614] En matière de préjudice, RTA fait valoir qu'un délestage « *très court* » de ses alumineries occasionnera des pertes de production et peut-être, dans certains cas, des risques au niveau des équipements et du personnel. Par ailleurs, l'impact d'un délestage prolongé, selon l'intervenante, serait critique, tant au niveau de la perte de production que des coûts de redémarrage, ces derniers coûts pouvant représenter plusieurs dizaines de millions de dollars³⁷⁰.

[615] RTA décrit le « degré de sensibilité » de l'industrie de l'aluminium en expliquant que, lorsqu'elle effectue ses propres délestages de cuve, « *on n'accepte généralement pas de s'engager à des délestages de charge qui dépassent trois heures dans notre domaine, parfois un peu plus selon certaines technologies, mais c'est très rare, [...]. Une aluminerie, on l'électrifie et elle va rester électrifiée, vivante, pendant cinquante (50) ans sans interruption* »³⁷¹. [nous soulignons]

[616] L'intervenante ajoute que la mesure d'exception déjà prévue à même le libellé de l'exigence E4 de la norme TOP-001-1a « *à moins que les mesures ne contreviennent à la sécurité, aux équipements ou aux exigences réglementaires ou législatives* » n'est pas suffisante parce qu'il existe d'autres aspects propres au processus d'électrolyse qui justifieraient également le refus de satisfaire une directive de délestage. En effet, RTA explique que le délestage peut créer un « effet d'anode » engendrant certaines émissions réglementées lorsque le processus de l'électrolyse est perturbé, ainsi que d'autres circonstances en lien avec les coûts importants de la perte de production. L'intervenante fait référence à un phénomène thermique diminuant le rendement de conversion de l'alumine en aluminium³⁷².

[617] Par conséquent, RTA demande qu'une disposition particulière soit ajoutée à l'Annexe de la norme TOP-001-1a, afin de codifier l'exemption des DP qui alimentent leurs propres charges de l'application de l'exigence E4³⁷³.

[618] Le Coordonnateur, afin de clarifier la notion de « *délestage de charge ferme* » libellée dans l'exigence E4 de la norme TOP-001-1a, précise qu'il s'agit plutôt d'une « *consigne* » :

³⁷⁰ Pièce A-90-1, p. 142.

³⁷¹ Pièce A-90-1, p. 155 et 156.

³⁷² Pièce A-90-1, p. 171 et 172.

³⁷³ Pièce C-5-44-RTA, p. 12, par. 49.

« Pour rassurer peut-être l'intervenante RTA, on a mentionné que c'était un dernier recours, mais c'est également une consigne. Quand on donne une consigne de délestage, on n'indique pas nécessairement une usine en particulier, on laisse le [s]oin au distributeur de trouver la meilleure charge possible à délester celle qui aura le moins d'impact sur les services qu'il rend à la population ou, dans le cas de RTA, à ses propres besoins »³⁷⁴. [nous soulignons]

[619] Le Coordonnateur ajoute que le « délestage de charge ferme » n'est utilisé que comme moyen de dernier recours afin d'empêcher un effondrement total du réseau, « *ce qui aurait un effet encore plus néfaste sur la production d'aluminium de l'intervenante* »³⁷⁵.

[620] De plus, même si le Coordonnateur a affirmé, en réponse à l'engagement 12 auquel il a souscrit lors de la séance de travail de mai 2014, que l'impact sur la fiabilité du transport de considérer quatre nouvelles entités, dont RTA, à titre de DP « *est toutefois nul* »³⁷⁶. Il apporte, en audience, une nuance à sa réponse à cet engagement dans le cas d'un DP pouvant, entre autres, recevoir une directive de délestage :

« Donc ce n'est pas un impact nul, c'est plutôt, je dirais, on s'est peut-être mal exprimé, c'est plutôt le fait d'appliquer cette disposition-là qui est à peu près nul. L'impact, évidemment, n'est pas nul parce que la fiabilité s'en trouve améliorée pour l'ensemble des consommateurs finaux »³⁷⁷. [nous soulignons]

[621] Dans son argumentation, le Coordonnateur rappelle cependant que la notion de délestage est très importante en matière de fiabilité et que l'une des causes directes de la grande panne de 2003 était l'absence d'autorité pour délester de la charge³⁷⁸. Il fait valoir que le délestage est l'une des obligations du *responsable de l'équilibrage* (BA), tel que prévu par la norme EOP-003. La norme EOP-002 prévoit, quant à elle, les modalités relatives au plan de délestage et à son contenu³⁷⁹.

[622] Le Coordonnateur fait également valoir que l'exigence E4 de la norme TOP-001 prévoit, de façon spécifique, la possibilité de refuser la demande de délestage si cela

³⁷⁴ Pièce A-90-1, p. 37.

³⁷⁵ Pièce A-90-1, p. 36.

³⁷⁶ Pièce B-119, HQCMÉ-7, document 5, p. 6.

³⁷⁷ Pièce A-90-1, p. 59.

³⁷⁸ Pièce A-90-2, p. 94.

³⁷⁹ Pièce B-132, par. 24.

contrevient aux exigences relatives à la sécurité ou aux équipements³⁸⁰. Il explique, en audience, le cadre d'application de la mesure d'exception prévue à cette exigence E4 :

« Il y a maintenant une exception.

[...] à moins que les mesures ne contreviennent à la sécurité, aux équipements ou aux exigences réglementaires ou législatives.

Alors dès que la demande qui serait formulée ou la directive qui serait formulée par le Coordonnateur aurait un impact sur les exigences relatives à la sécurité, sur les exigences relatives aux équipements, le producteur a l'opportunité de refuser la demande.

Évidemment, on se rappelle qu'on est dans un contexte d'urgence, de réseau très instable, comme l'a dit monsieur Boisvert. Mais il a quand même cette opportunité-là »³⁸¹. [nous soulignons]

[623] Le Coordonnateur ajoute que la norme est claire, qu'« [e]lle contient des obligations claires, qui sont des obligations qui sont nécessaires, qui sont importantes ». Sans l'exigence E4 de la norme TOP-001-1a, il soutient qu'il n'y aura pas de cadre cohérent en matière de mesures d'urgence et souligne que des « conditions échappatoires » dont pourra se prévaloir une entité visée sont prévues à même la norme³⁸².

[624] En argumentation, RTA réitère sa préoccupation à l'effet que « le fait de délester nos charges d'aluminerie fait en sorte que la production de RTA serait aiguillée pour l'alimentation de la charge locale »³⁸³ en précisant qu'elle n'a pas à délester ses charges afin de livrer de l'énergie à des tiers :

« Rio Tinto n'est pas assujettie à des obligations de livraison ferme d'énergie. Donc, [...] du jour au lendemain, elle ne peut pas se faire dire vous allez délester une usine pour nous transporter de l'énergie vers d'autres sources, vers d'autres charges »³⁸⁴.

³⁸⁰ Pièce B-132, par. 23.

³⁸¹ Pièce A-90-2, p. 97.

³⁸² Pièce A-90-2, p. 98.

³⁸³ Pièce A-90-1, p. 141.

³⁸⁴ Pièce A-90-2, p. 188.

[625] RTA fait alors valoir que c'est « à Hydro-Québec de trouver les moyens de mitigation autre que de requérir par le biais du Coordonnateur le droit de forcer RTA de délester ses propres charges » et ajoute « [n]e venez pas nous imposer comme une entité qui alimente ses propres charges, ses propres alumineries une obligation de délester s'il y a d'autres moyens à votre disposition »³⁸⁵.

[626] De plus, RTA fait valoir que le Coordonnateur fait référence à d'autres normes pour appuyer sa prétention à l'effet que le délestage est un moyen de dernier recours, plutôt qu'à l'exigence en question de la norme TOP-001, « [l]a norme doit se lire en elle-même selon les références qu'elle contient »³⁸⁶.

[627] En réplique à RTA, le Coordonnateur réitère que « le délestage est un élément important des normes de fiabilité » qui est couvert par de nombreuses exigences, dont celles de la famille EOP, relatives aux situations d'urgence. Il soumet que RTA n'a pas démontré en quoi elle devrait avoir un traitement différent des autres *distributeurs* (DP) et « en quoi il ne serait pas approprié que le Coordonnateur donne des directives relatives au délestage pour éviter des situations aux conséquences importantes pour l'ensemble de l'Interconnexion du Québec »³⁸⁷.

[628] La Régie comprend que RTA demande la codification à l'Annexe de la norme TOP-001-1a d'une disposition particulière « afin d'exclure les distributeurs qui alimentent leurs propres charges de l'application de l'exigence EA »³⁸⁸.

[629] La Régie reconnaît le délestage de consommateurs finaux comme un moyen important pour assurer le maintien de la fiabilité du réseau, même s'il représente un moyen de dernier recours. Elle ne voit pas la pertinence de codifier cet aspect à l'Annexe de la norme TOP-001 dont l'objectif n'est pas de préciser dans quelle circonstance ce moyen peut être utilisé, mais plutôt, selon l'objet même de la norme, de :

« [d]onner l'assurance que les entités participant à la fiabilité disposent d'une autorité décisionnelle claire et de la capacité de prendre ou de faire prendre, en situation d'urgence, les mesures appropriées pour ramener le réseau de transport dans des conditions normales d'exploitation »³⁸⁹.

³⁸⁵ Pièce A-90-2, p. 190.

³⁸⁶ Pièce A-90-2, p. 189.

³⁸⁷ Pièce B-135, par. 5 et 6.

³⁸⁸ Pièce C-5-44-RTA, par. 49.

³⁸⁹ Pièce B-128, HQCMÉ-11, document 2.1.

[630] Aussi, la Régie est satisfaite de la preuve du Coordonnateur démontrant que la responsabilité de déterminer quand un « *délestage de la charge ferme* » prévu à l'exigence E4 est requis revient à l'*exploitant de réseau de transport* (TOP) et que l'exigence E1 de la norme EOP-003-1 encadre cette responsabilité et précise que le délestage est un moyen de dernier recours.

[631] La Régie retient de l'argumentation de RTA, notamment, qu'un délestage de ses alumineries pourrait lui causer, dans certaines circonstances, des préjudices sérieux pouvant représenter des montants considérables. À cet égard, elle rappelle l'allégation du témoin de RTA à l'effet que le redémarrage d'usine aurait déjà coûté 50 M\$³⁹⁰.

[632] La Régie retient également la prétention de RTA à l'effet qu'elle n'a pas l'obligation de se conformer à une directive de délestage de ses charges industrielles alimentées par sa production, afin que « *la production de RTA [...] [soit] aiguillée pour l'alimentation de la charge locale* ». La Régie note que le Coordonnateur n'a pas répliqué à cette interprétation suggérée par RTA.

[633] La Régie rappelle la définition d'un « producteur à vocation industrielle » (PVI), telle que libellée dans le Registre des installations visées :

« Une entité visée, dont les installations de production sont presque exclusivement utilisées pour alimenter des charges industrielles appartenant à cette même entité visée »³⁹¹.

[634] Dans le cas d'un PVI, la Régie comprend que ses installations de production sont « *presque exclusivement utilisées* » pour l'alimentation de ses propres charges industrielles et non pour les besoins d'autres « consommateurs finaux ». Une distinction s'impose entre le cas où des charges industrielles sont alimentées par le PVI et le cas où elles ne le sont pas. Ainsi, de l'avis de la Régie, lorsque la production de RTA sert à l'alimentation de ses charges industrielles, une directive de délestage obligatoire des charges de RTA ne peut s'appliquer, selon l'exigence E4.

³⁹⁰ Pièce A-90-1, p. 143.

³⁹¹ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5, p. 20, section 2.17.

[635] Par contre, tel qu'elle en a fait état à la section 3.2 de la présente décision, la Régie est d'avis que, dans la situation où les charges industrielles de RTA sont alimentées par Hydro-Québec, soit pour environ 10 % en moyenne des besoins en énergie des charges totales³⁹², les charges industrielles associées à ces besoins doivent être assimilées à un « consommateur final », au même titre qu'un consommateur de la charge locale alimenté par Hydro-Québec. Les deux usines de Produits forestiers Résolu raccordées au réseau de RTA en sont des exemples³⁹³. Par conséquent, uniquement dans ce cas, RTA aura l'obligation de se conformer à une directive de délestage, à titre de *distributeur* (DP), ou si elle se prévaut de la mesure d'exception.

[636] Par ailleurs, la Régie comprend de la preuve du Coordonnateur qu'une directive de délestage à un PVI, dans la situation particulière où Hydro-Québec lui fournit de l'énergie, doit davantage être considérée comme une « consigne » ne visant pas une « installation » du PVI en particulier³⁹⁴, et revient à considérer une directive de délestage comme une directive de réduire à zéro l'échange net entre le réseau d'Hydro-Québec et les charges du PVI, à moins qu'il ne se prévale de la mesure d'exception.

[637] Par ailleurs, la Régie note que RTA réalise des délestages de ses propres charges pour des durées n'excédant pas, en général, trois heures et que le Coordonnateur a précisé, en ce qui a trait à une directive de délestage, que « *le fait d'appliquer cette disposition-là [...] est à peu près nul* ».

[638] De plus, la Régie constate que la mesure d'exception prévue à l'exigence E4 précise que le DP devra donner suite à une directive de délestage « *à moins que les mesures ne contreviennent à la sécurité, aux équipements ou aux exigences réglementaires ou législatives* ». Elle comprend les préoccupations de RTA quant à l'impact d'un éventuel délestage sur le procédé d'électrolyse de ses alumineries, en ce qu'il affecterait l'opération des équipements en cause, selon la durée du délestage, ainsi que sur la sécurité de son personnel. La Régie note que ces deux aspects sont couverts par la mesure d'exception prévue à l'exigence E4.

³⁹² Pièce C-5-44-RTA, par. 3.

³⁹³ Paragraphe 155 de la présente décision.

³⁹⁴ Paragraphe 618 de la présente décision.

[639] La Régie comprend également que les craintes de RTA de voir sa « *production aiguillée pour l'alimentation de la charge locale* » ne sont pas fondées, en ce qu'une directive de délestage n'est pas applicable à des charges alimentées par la production de l'intervenante. La Régie est d'avis que les réels dommages possibles sur son procédé et ses équipements, causés par un délestage, ne correspondraient, dans les faits, qu'à l'impact sur les charges industrielles lorsqu'elles sont alimentées par Hydro-Québec.

[640] Par ailleurs, la Régie rappelle le paragraphe 122 de la Décision quant au contenu des textes des normes et de leurs Annexes :

« [122] Les précisions, interprétations, particularités, exceptions, variantes ou autres nuances en lien avec une norme de fiabilité, apportées par le Coordonnateur et susceptibles d'avoir un impact sur la vérification de la conformité, doivent être codifiées dans une annexe propre à cette norme, afin que les textes des normes de fiabilité soient complets en eux-mêmes pour ce qui est de l'identification des entités visées et de l'identification des exigences à satisfaire »³⁹⁵. [nous soulignons]

[641] Dans ces circonstances, la Régie est d'avis qu'une disposition particulière doit être codifiée à l'Annexe de la norme TOP-001-1a afin de clarifier, dans le contexte des PVI au Québec, la notion de délestage qui correspond à l'application, par l'entité visée, d'une consigne de réduction des échanges de puissance du réseau d'Hydro-Québec vers celui du PVI.

[642] Par ailleurs, quant aux autres aspects, la Régie est satisfaite du texte proposé pour l'Annexe de la norme TOP-001-1a, en ce qu'il est conforme aux suivis de la Décision. Elle est également satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais, aux fins de la présente décision.

[643] Par conséquent, la Régie adopte la norme de la NERC TOP-001-1a et son Annexe, dans leurs versions française et anglaise. Cependant, elle dispensera les « producteurs à vocation industrielle » (PVI) de s'y conformer au moment de sa mise en vigueur, d'ici à ce que le Coordonnateur dépose, pour adoption, l'Annexe de la norme modifiée reflétant l'opinion de la Régie à l'égard de la notion de délestage et ayant fait l'objet, au préalable, d'un processus de consultation.

³⁹⁵ Décision D-2011-068, p. 31.

NORME TOP-002-2.1b - PLANIFICATION DE L'EXPLOITATION EN SITUATION NORMALE

[644] Le contenu normatif de la norme TOP-002-2 a été accepté par la Régie dans la Décision.

[645] Tel qu'indiqué à la section « Objet » de la norme TOP-002, son objectif est de définir les exigences relatives aux plans et procédures d'exploitation requis « *pour se préparer à une exploitation fiable, incluant la réponse à des événements non planifiés* »³⁹⁶.

[646] Dans sa correspondance du 24 septembre 2012, le Coordonnateur propose de remplacer la norme TOP-002-2, qui faisait l'objet de la Décision, par la version « 2.1b ».

[647] Le 2 novembre 2012, le Coordonnateur dépose la norme TOP-002-2.1b et soumet que les modifications apportées ne changent pas la teneur des exigences et n'ont donc pas d'impact sur leur application³⁹⁷.

[648] La Régie examine la norme TOP-002 dans sa nouvelle version « 2.1b » et la compare à sa version initiale « 2 ».

[649] Elle constate que les changements apportés, dont l'ajout de deux Annexes interprétatives et le retrait de deux sous-exigences de l'exigence E14, n'ont pas d'impact sur les entités visées.

[650] La Régie est d'avis que, par souci d'efficacité réglementaire, il y a lieu d'examiner la version plus récente de la norme TOP-002.

[651] Dans sa correspondance du 1^{er} novembre 2012, RTA informe la Régie que le 12 octobre 2012, le Coordonnateur lui a soumis, pour commentaires, les normes qu'il s'apprêtait à déposer le 2 novembre 2012.

³⁹⁶ Pièce B-121, HQCMÉ-8, document 1.8 révisé.

³⁹⁷ Pièce B-99, HQCMÉ-6, document 8.1.

[652] Dans cette même correspondance, RTA soumet que la codification de la disposition particulière relative aux exigences E3 et E15 quant à l'exclusion des « producteurs à vocation industrielle » (PVI), qui avait été acceptée dans la Décision, est incomplète³⁹⁸. De plus, pour ces mêmes exigences qui portent, notamment, sur la transmission d'informations relatives à la production et à la charge, l'intervenante demande une modification au contenu normatif accepté par la Régie dans la Décision.

[653] En effet, dans sa correspondance du 21 janvier 2013, RTA réitère sa position et soumet la demande suivante :

« Afin de se conformer à l'entente intervenue à l'automne 2010, RTA demande donc au Coordonnateur de la fiabilité et à la Régie, le cas échéant, en sus de la demande formulée par RTA dans sa lettre de commentaires du 1^{er} novembre 2012 (C-5-32), que les éléments suivants soient retirés du texte de la section 2.17 du Registre B-54 qui sera intégré par le Coordonnateur de la fiabilité dans les « annexes Québec » de toutes normes visées, à savoir :

“ la production totale de leurs installations de production de même que la charge de leur réseau ” »³⁹⁹. [nous soulignons]

[654] Les normes TOP font l'objet d'échanges lors de la séance de travail des 3 et 4 avril 2013.

[655] La Régie traite, à la section 3.7 de la présente décision, entre autres, des exigences E3 et E15 de la norme TOP-002. Elle y constate que l'exigence E3 vise la coordination d'activités d'exploitation ne prévoyant pas expressément la transmission de données de production ou de charge en mode prévisionnel ou en temps réel. Quant à l'exigence E15, la Régie constate qu'elle ne vise que la transmission de données prévisionnelles de la production, et elle conclut en ces termes :

« [358] La Régie en conclut que les exigences E3 et E15 de la norme TOP-002-2 « Planification de l'exploitation en situation normale » relatives, respectivement, à des activités de coordination de l'exploitation et à des données de production à fournir uniquement en mode prévisionnel, ne causent plus de problème à RTA. Par conséquent, la Régie en déduit que la suggestion de RTA de fournir, en mode prévisionnel, la puissance nette au point de raccordement, la production de ses installations de production et la charge de son réseau et, en temps réel, la

³⁹⁸ Pièce C-5-32-RTA, p. 5.

³⁹⁹ Pièce C-5-35-RTA, p. 3.

puissance nette au point de raccordement, ne vise que la norme TOP-006-2 (E1, E1.1, E1.2 et E2) ».

[656] Par conséquent, la Régie est d'avis qu'en suivi de la Décision, pour ce qui est des besoins de coordination et des prévisions de production, le texte de la section 2.17 du Registre des installations est pertinent et qu'il doit être reproduit dans l'Annexe de la norme TOP-002-2.1b.

[657] Dans son dépôt final, le Coordonnateur soumet la norme TOP-002-2.1b et son Annexe. Cette dernière, à la section « B. Exigences », ne prévoit aucune disposition particulière pour l'exigence E3, mais prévoit la disposition particulière suivante pour l'exigence E15 :

« Disposition particulière applicable à l'exigence E15 :

Dans le contexte de l'application de l'exigence E15 de la présente norme de fiabilité, la prévision de la production de la puissance active demandée par le responsable de l'équilibrage devra, selon le type d'installation de production, contenir les informations suivantes selon les différents horizons.

Centrales au fil de l'eau et parcs éoliens

<i>Horizon</i>	<i>Type de données</i>
<i>48 heures</i>	<i>Prévision de production horaire <u>par installation de production</u> exprimée en mégawatts en fonction des apports ou de la météo prévus.</i>
<i>10 jours</i>	<i>Prévision de production horaire <u>par installation de production</u> exprimée en mégawatts selon les statistiques.</i>
<i>Mensuel</i>	<i>Prévision de production hebdomadaire <u>par installation de production</u> exprimée en mégawatts selon les statistiques.</i>
<i>12 à 18 mois</i>	<i>Prévision de production mensuelle <u>par installation de production</u> exprimée en mégawatts selon les statistiques.</i>

Autres centrales

<i>Horizon</i>	<i>Type de données</i>
<i>48 heures</i>	<i>Stratégie de production <u>par installation de production</u> (Prévision de production horaire exprimée en mégawatts, niveau d'eau à atteindre ou maintenir, débit à maintenir...)</i>
<i>10 jours</i>	<i>Stratégie de production <u>par installation de production</u> (Prévision de production horaire exprimée en mégawatts, niveau d'eau à atteindre ou maintenir, débit à maintenir...)</i>
<i>Mensuel</i>	<i>Prévision de production hebdomadaire <u>par installation de production</u> exprimée en mégawatts selon les statistiques.</i>
<i>12 à 18 mois</i>	<i>Prévision de production mensuelle <u>par installation de production</u> exprimée en mégawatts selon les statistiques.</i>

»⁴⁰⁰. [nous soulignons]

[658] Toutefois, la Régie reproduit ci-dessous l'exigence E3 de la norme TOP-002-2.1b :

*« E3. Chaque responsable de l'approvisionnement et chaque exploitant d'installation de production doit coordonner (quand les ententes de confidentialité le permettent) ses activités d'exploitation du jour même, du jour suivant et saisonnières avec son responsable de l'équilibrage hôte et son fournisseur de service de transport. Chaque responsable de l'équilibrage, fournisseur de service de transport doit coordonner ses activités d'exploitation du jour même, du jour suivant et saisonnières avec son exploitant de réseau de transport »*⁴⁰¹. [nous soulignons]

[659] L'exigence E.3 de la norme TOP-002-2.1b encadre, entre autres, les obligations de coordination entre les différentes fonctions visées.

⁴⁰⁰ Pièce B-121, HQCMÉ-8, document 1.8 révisé.

⁴⁰¹ *Ibid.*

[660] À cet égard, la particularité en lien avec la coordination, telle que libellée à la section 2.17 du Registre des installations et telle qu'acceptée dans la Décision, se lit comme suit :

« De même, toute variation de production ayant un impact sur le transit au point de raccordement devra être coordonnée entre l'exploitant d'installation de production et le coordonnateur de la fiabilité, le responsable de l'équilibrage ou l'exploitant du réseau de transport, selon le cas »⁴⁰². [nous soulignons]

[661] Ainsi, les obligations, entre autres pour les « producteurs à vocation industrielle (PVI), selon la section 2.17 du Registre des installations, visent à coordonner toute « variation de production ayant un impact sur le transit au point de raccordement » plutôt que toutes « ses activités d'exploitation », tel qu'il est codifié à l'exigence d'origine, sans qu'une disposition particulière lui soit associée.

[662] Pour ce motif, la Régie est d'avis que l'absence de disposition particulière à l'Annexe de la norme TOP-002-2.1b pour l'exigence E3 ne respecte pas le suivi de la Décision.

[663] Par ailleurs, l'exemption acceptée dans la Décision exigeait des PVI, notamment, qu'ils fournissent l'information sur la production totale de leurs centrales plutôt que sur la production individuelle de chacune d'entre elles.

[664] La Régie reproduit partiellement l'exemption alors accordée aux PVI :

« Une entité visée, dont les installations de production sont presque exclusivement utilisées pour alimenter des charges industrielles appartenant à cette même entité visée, n'est pas tenue de fournir les données de ses installations de production au coordonnateur de la fiabilité, au responsable de l'équilibrage et à l'exploitant du réseau de transport en vertu des normes de fiabilité adoptée par la Régie de l'énergie. 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. [...] ».
[nous soulignons]

⁴⁰² Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5, p. 20.

[665] La réponse ci-dessous, déposée par le Coordonnateur dans le cadre de la réouverture d'enquête, confirme le principe de cette exemption :

« Le texte de la Section 2.17 constitue un allègement quant aux obligations des exploitants d'installations de production à vocation industrielle relativement aux informations détaillées qu'ils doivent transmettre pour chacun de leurs groupes de production. En effet, au lieu de fournir en temps réel les données relatives à chaque groupe de production, les exploitants d'installations de production à vocation industrielle peuvent bénéficier d'une exemption leur permettant de ne fournir que « 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 »⁴⁰³.

[666] La Régie constate que la disposition particulière, telle que codifiée à l'Annexe de la norme, est plus exigeante que ce qui avait été codifié à la section 2.17 du Registre des installations et accepté par la Régie.

[667] En effet, la disposition particulière codifiée à l'Annexe de la norme TOP-002-2.1b prévoit, pour ce qui est de l'exigence E15, la transmission des prévisions de production horaire en MW par installation.

[668] Pour ces motifs, la Régie est d'avis que le texte proposé à l'Annexe de la norme TOP-002-2.1b, pour l'exigence E15, ne respecte pas la Décision.

[669] Pour ces motifs, la Régie est d'avis que le texte proposé l'Annexe de la norme TOP-002-2.1b ne respecte pas la Décision en ce qui a trait à la granulométrie des informations demandées et à la coordination des variations de production requise. Elle demande au Coordonnateur de réviser cette Annexe en conséquence dans ses versions française et anglaise.

[670] Enfin, la Régie reproduit le texte de l'exigence E6 de la norme TOP-002-2.1b :

« E6. Chaque responsable de l'équilibrage et chaque exploitant de réseau de transport doit établir ses plans pour répondre aux changements non prévus dans la configuration du réseau et la répartition de la production (au minimum à un plan de contingence N-1), conformément aux exigences de fiabilité de la NERC,

⁴⁰³ Pièce B-142, HQCMÉ-12, document 1, p. 3.

de l'organisation régionale de fiabilité, de même qu'aux exigences de fiabilité sous-régionales et locales ». [nous soulignons]

[671] À la section 3.6 de la présente décision, la Régie se prononce, notamment, sur les renvois à des critères du NPCC.

[672] La Régie constate que la Matrice faisant l'objet de la Décision réfère au « document NPCC D-1 », qu'elle qualifie de « conformité obligatoire » pour ce qui est de l'exigence E6. Elle constate également que dans la Proposition, la norme TOP-002-2.1b n'apparaît plus à la liste des normes faisant l'objet d'un renvoi à des documents NPCC de conformité obligatoire.

[673] La Régie demande au Coordonnateur de confirmer que la conformité au document « NPCC D-1 » n'est pas obligatoire pour ce qui est de l'exigence E6 de la norme TOP-002-2.1b et, le cas échéant, de prévoir une disposition particulière à cet effet en annexe.

[674] En conclusion, la Régie demande au Coordonnateur de déposer, dans le cadre d'un nouveau dossier, la confirmation demandée eu égard au caractère obligatoire du document « NPCC D-1 » ainsi que la norme TOP-002-2.1b et son Annexe, en versions française et anglaise, modifiées conformément à ce qui précède, au plus tard le 25 septembre 2015.

NORME TOP-003-1 - COORDINATION DES RETRAITS PLANIFIÉS

[675] Tel qu'indiqué à la section « Objet » de la norme TOP-003, l'objectif de cette norme est de définir les exigences relatives à la coordination des retraits planifiés des installations de production ou de transport qui peuvent compromettre la fiabilité⁴⁰⁴.

⁴⁰⁴ Pièce B-121, HQCMÉ-8, document 1.8 révisé.

[676] Dans sa correspondance du 16 novembre 2012, le Coordonnateur propose de remplacer la norme TOP-003-0, qui faisait l'objet de la Décision, par sa nouvelle version « 1 ». Il estime alors que les modifications apportées ont un impact sur les entités visées, qu'il qualifie de « faible »⁴⁰⁵. La norme TOP-003-1 et son Annexe sont déposées le 7 décembre 2012⁴⁰⁶.

[677] La Régie examine la norme TOP-003 dans sa nouvelle version et la compare à sa version initiale. Elle note l'ajout d'un tableau des niveaux de gravité de la non-conformité *Violation Severity Levels* (VSL) au texte de la norme d'origine et constate que les autres changements apportés ne présentent pas d'impact significatif sur les entités visées.

[678] Lors de la séance de travail du 4 avril 2013, le Coordonnateur souscrit, entre autres, à l'engagement de déposer une proposition visant l'ajout d'une disposition particulière à l'Annexe de la norme relative à la granulométrie des informations requises pour les retraits planifiés de groupes de production :

« Engagement 13

[...]

Le coordonnateur verra à déposer une proposition, avec les justifications appropriées, d'ajouter une disposition particulière à l'annexe Québec de la norme TOP-003-1 qui tiendra compte du RTP, de la section 2.17 du registre des installations et de la cohérence avec la norme TOP-001-1a.

R13 : Voir l'annexe Québec révisée de la norme TOP-003-1 à la pièce HQCMÉ-8, Document 1.8 (français) et Document 2.8 (anglais).

L'annexe Québec proposée contient une disposition particulière à l'exigence E1.1 afin d'y assujettir tous les groupes des centrales faisant partie du RTP, et non seulement les groupes de 50 MW et plus, et ce afin d'assurer la fiabilité de l'équilibrage de la zone du Québec.

En effet, cette disposition particulière permet à l'exploitant de réseau de transport d'obtenir l'information sur les retraits des groupes de moins de 50 MW qui représentent plus de 4520 MVA (10,5%) de la production faisant partie du RTP (y compris les installations de production à vocation industrielle).

⁴⁰⁵ Pièce B-101, p. 16.

⁴⁰⁶ Pièce B-105, HQCMÉ-6, document 1.3.

Cette disposition particulière vise également à assurer l'arrimage et la cohérence avec la norme TOP-001 (E7) qui traite notamment de la nécessité de ne pas mettre hors service des installations de production du RTP sans aviser et sans coordonner la manœuvre avec l'exploitant de réseau de transport »⁴⁰⁷. [nous soulignons]

[679] Le 11 juillet 2013, le Coordonnateur dépose la norme TOP-003-1 et son Annexe modifiée, conformément à la réponse à l'engagement précité⁴⁰⁸.

[680] Le Coordonnateur indique à l'Annexe de la norme les dispositions particulières suivantes relatives aux exigences E1.1, E1.2 et E2 :

« Dispositions particulières applicables aux exigences E1.1 et E1.2 :

- L'exploitant d'installation de production doit également fournir l'information prévue aux exigences E1.1 et E1.2 pour tout groupe de production d'une installation de production d'une capacité de plus de 50 MVA.*
- Les groupes de production des parcs éoliens sont exclus.*

Dispositions particulières concernant les installations de production à vocation industrielle applicables aux exigences E1.1 et E2 :

L'exploitant d'installation de production dont les installations sont principalement utilisées pour alimenter des charges industrielles n'est pas tenu de fournir l'information prévue aux exigences E1.1 et E2. Toutefois, il doit coordonner toute variation de production ayant un impact sur le transit aux points de raccordement du réseau dont les installations sont principalement utilisées pour alimenter des charges industrielles avec l'exploitant de réseau de transport »⁴⁰⁹.

[681] La Régie note, dans la réponse à l'engagement précité, la précision apportée par le Coordonnateur à l'effet que les retraits de certains groupes de production de moins de 50 MW devront être rapportés. Elle note également qu'aucun intervenant ne s'y est objecté.

⁴⁰⁷ Pièce B-114, HQCMÉ-7, document 3, p. 8.

⁴⁰⁸ Pièce B-121, HQCMÉ-8, document 1.8 révisé.

⁴⁰⁹ Pièce B-121, HQCMÉ-8, document 1.8 révisé.

[682] La Régie est satisfaite des justifications fournies par le Coordonnateur en ce qui a trait à la granularité recherchée en matière d'information sur les retraits de groupes de moins de 50 MW, dans l'objectif d'assurer la fiabilité de l'équilibrage de la zone du Québec.

[683] Dans son mémoire du 25 septembre 2013 et sa correspondance du 10 octobre 2013, RTA ne soumet aucune proposition alternative en lien avec la codification de la disposition particulière relative aux exigences E1.1 et E2 de la norme applicable aux « producteurs à vocation industrielle » (PVI)⁴¹⁰.

[684] La Régie est satisfaite de la codification de l'exclusion des PVI pour l'application des exigences E1.1 et E2 de la norme TOP-003-1 au Québec, en ce qu'elle est conforme aux suivis de la Décision.

[685] La Régie est également satisfaite de la codification des VSL dans l'Annexe de la norme en ce que ces paramètres sont des éléments normatifs à caractère administratif nécessaires aux fins de l'application éventuelle de sanctions, dans le cas d'une non-conformité aux exigences des normes adoptés.

[686] La Régie est également satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais de la norme TOP-003-1 et de son Annexe, aux fins de la présente décision.

[687] Par conséquent, la Régie adopte la norme de la NERC TOP-003-1 ainsi que son Annexe, telles que déposées par le Coordonnateur, dans ses versions française et anglaise.

NORME TOP-005-2a - INFORMATION SUR LA FIABILITÉ DE L'EXPLOITATION

NORME TOP-006-2 - SURVEILLANCE DES CONDITIONS DU RÉSEAU

[688] Le contenu normatif des normes TOP-005-1 et TOP-006-1 a été accepté dans la Décision.

⁴¹⁰ Pièce C-5-44-RTA, p. 14 et pièce C-5-48-RTA, p. 3.

[689] Tel qu'indiqué à leur section « Objet », ces normes encadrent spécifiquement les données d'exploitation et les paramètres de fiabilité que les entités responsables de la fiabilité doivent disposer⁴¹¹.

[690] La norme TOP-005 vise les *exploitants de réseau de transport* (TOP), les *responsables de l'équilibrage* (BA) et les *négociants* (PSE), alors que la norme TOP-006 vise les TOP, les BA, les *exploitants d'installation de production* (GOP) et les *coordonnateurs de la fiabilité* (RC).

[691] Dans sa correspondance du 16 novembre 2012, le Coordonnateur propose de remplacer la norme TOP-005-1 par sa nouvelle version « 2a » et la norme TOP-006-1 par sa version « 2 »⁴¹².

[692] Dans cette même correspondance, il soumet que les modifications apportées ne touchent que le RC et ont un impact, qualifié de « faible », pour les entités visées⁴¹³.

[693] À cet égard, le Coordonnateur souligne, entre autres, le retrait de la fonction RC à titre d'entité visée par la norme TOP-005, le retrait de l'exigence E1 de la norme TOP-005 ainsi que le retrait du RC à titre d'entité visée par l'exigence E4 de la norme TOP-006⁴¹⁴.

[694] Les normes TOP-005-2a et TOP-006-2 et leurs Annexes sont déposées le 7 décembre 2012⁴¹⁵ et révisées le 11 juillet 2013⁴¹⁶.

[695] La Régie examine les normes TOP-005 et TOP-006 dans leurs nouvelles versions et les compare à leurs versions initiales ayant fait l'objet de la Décision.

[696] La Régie retient de son examen que les principales modifications apportées sont des retraits d'exigences visant, entre autres, le RC ainsi que le retrait du RC à titre d'entité visée par la norme TOP-005. Ainsi, l'exigence E1 de la norme TOP-005-1 et l'exigence E4 de la norme TOP-006-1 sont supprimées.

⁴¹¹ Pièce B-121, HQCMÉ-8, document 1.8 révisé.

⁴¹² Pièce B-101, p. 8.

⁴¹³ Pièce B-101, p. 16.

⁴¹⁴ *Ibid.*

⁴¹⁵ Pièce B-105, HQCMÉ-6, document 1.3.

⁴¹⁶ Pièce B-121, HQCMÉ-8, document 1.8 révisé.

[697] Par conséquent, la Régie conclut que ces modifications n'introduisent aucune nouvelle obligation pour les entités qu'elles visent.

[698] Dans sa correspondance du 27 septembre 2013, en prévision de l'audience des 10 et 11 octobre 2013, ÉLL-EBM soumet le commentaire suivant relatif, entre autres, à la norme TOP-005 :

« LES NORMES INT-001-3, INT-004-2 ET TOP-005 2A)

Ces normes s'appliquent techniquement à EBM à titre de négociants, toutefois pu[is]qu'EBM ne participe pas actuellement à des programmes d'échanges dynamiques, nous croyons que l'annexe Québec devrait préciser que ces normes ne s'appliquent qu'aux entités qui participent à des programmes d'échanges dynamiques tel que spécifié au registre des entités visées »⁴¹⁷.

[699] La Régie retient de ce commentaire que l'intervenant demande la codification, dans les Annexes des deux normes, de la disposition particulière précisant qu'EBM, à titre de *négociant* (PSE) ne participe pas à des programmes d'échange dynamique, tel que spécifié au Registre des entités visées.

[700] À la section 3.1 de la présente décision, la Régie s'est prononcée sur cet enjeu. Elle réitère sa conclusion à l'effet qu'il n'est pas requis d'ajouter une référence au Registre des entités visées dans les Annexes des normes⁴¹⁸.

[701] Par conséquent, la Régie rejette la demande d'ÉLL-EBM.

[702] Dans sa correspondance du 1^{er} novembre 2012⁴¹⁹, RTA soumet, entre autres, à la Régie que les « *annexes « dispositions particulières applicables au Québec »* » des normes visées par l'application de la section 2.17 du Registre des installations « *doivent faire état et intégrer les principes qui y sont clairement énoncés* ».

⁴¹⁷ Pièce C-3-43-ELL-EBM, p. 4.

⁴¹⁸ Paragraphes 125, 126 et 127 de la présente décision.

⁴¹⁹ Pièce C-5-32-RTA.

[703] La Régie rappelle que la section 2.17 du Registre des installations prévoyait des exemptions applicables aux « producteurs à vocation industrielle » (PVI) dont certaines liées aux exigences E1 et E2 et annexe 1-TOP-005-0 ainsi qu'aux exigences E1, E1.2 et E2 de la norme TOP-006-1.

[704] À la section 3.7 de la présente décision, la Régie traite de cet enjeu et conclut ce qui suit :

« [359] Ainsi, la Régie retient que le seul enjeu demeurant, pour ce qui est de la codification de la section 2.17 du Registre des installations, a trait à la norme TOP-006-2 ».

[705] Et, à cet égard, elle se prononce en ces termes :

« [372] Compte tenu de ce qui précède, la Régie demande au Coordonnateur de modifier comme suit la disposition particulière suivante de l'Annexe de la norme TOP-006-2 :

Dispositions particulières concernant les installations de production à vocation industrielle applicables aux exigences E1, E1.1, E1.2 et E2 :

L'exploitant d'installation de production dont les installations sont principalement utilisées pour alimenter des charges industrielles n'est pas tenu d'informer le responsable de l'équilibrage et l'exploitant de réseau de transport de toutes les ressources de production disponible tel que prévu à l'exigence E1.1. Toutefois, il doit soumettre ~~en temps réel et~~ (i) dans l'horizon prévisionnel, la puissance nette aux points de raccordement de son réseau, la production totale de ses installations de production et la charge de son réseau et (ii) en temps réel, la puissance nette aux points de raccordement de son réseau.

Conséquemment, le coordonnateur de la fiabilité, l'exploitant de réseau de transport et le responsable de l'équilibrage ne sont pas tenus de connaître, de s'informer mutuellement ou d'effectuer la surveillance des ressources de production des installations de production à vocation industrielle tel que prévu aux exigences E1, E1.2 et E2. Toutefois, ils devront acquérir et obtenir, en temps réel, les données aux points de raccordement du réseau de l'entité possédant des installations de production principalement utilisées pour alimenter des charges industrielles

The Generator Operator whose facilities are mainly used to supply industrial loads is not required to inform the Balancing Authority and the Transmission Operator of all generation resources available as required under requirement R1.1. However, it shall submit, ~~in real time and~~ (i) in the planning time horizon, the net power at the connection points of its system, total production of its generation facilities and its system load and (ii) in real time, the net power at the connection points of its system.

Consequently, the Reliability Coordinator, the Transmission Operator and the Balancing Authority are not required to know, to mutually inform themselves or to monitor the status of generation resources for generation facilities that are mainly used to supply industrial loads as required under requirements R1, R1.2 and R2. However, they shall acquire and obtain, in real time, the data at the connection points of the system of the entity that owns generation facilities that are mainly used to supply industrial loads ».

[706] Par ailleurs, la Régie reproduit les exigences E1 et E1.1 de la norme TOP-005 qui ont été supprimées dans sa nouvelle version :

« E1. Chaque exploitant du réseau de transport et chaque responsable de l'équilibrage doivent fournir à son coordonnateur de la fiabilité les données d'exploitation dont le coordonnateur de la fiabilité a besoin pour évaluer et coordonner la fiabilité de l'exploitation dans sa zone de fiabilité.

E1.1. Chaque coordonnateur de la fiabilité doit indiquer les exigences relatives aux données à partir de la liste figurant dans l'annexe 1-TOP-005-0, « Données sur la fiabilité du réseau de transport principal » et de toute autre information supplémentaire nécessaire se rapportant à l'exploitation du réseau de transport principal dans la zone de fiabilité⁴²⁰.

[707] De même, elle reproduit l'exigence E4 de la norme TOP-006 qui, selon sa nouvelle version, n'est plus applicable au coordonnateur de la fiabilité (RC) :

« E4. Chaque coordonnateur de la fiabilité, exploitant du réseau de transport et responsable de l'équilibrage doit disposer des renseignements nécessaires, y compris les prévisions météorologiques et les profils de la charge passés qui serviront à prévoir le profil de la charge à court terme du réseau »⁴²¹.

⁴²⁰ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 1.

⁴²¹ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 1.

[708] À cet égard, les normes IRO et TOP, dans leurs nouvelles versions, font l'objet d'échanges lors de la séance de travail des 3 et 4 avril 2013. Le Coordonnateur souscrit alors à l'engagement ci-dessous relatif aux nouvelles normes IRO et y répond comme suit :

« Engagement 5

[...]

Fournir une évaluation du moment du dépôt des normes complémentaires aux nouvelles versions déposées dans le cadre du dossier R-3699-2009 suivant la décision finale sur la phase 1 à être rendue par la Régie dans le présent dossier.

R5 : Le Coordonnateur propose de déposer les normes IRO-008-1, IRO-009-1 et IRO-010-1, qui sont complémentaires aux nouvelles versions déposées dans le cadre du présent dossier, dans les 90 jours suivant la décision finale sur la phase 1 à être rendue par la Régie »⁴²².

[709] La Régie est d'avis que le contenu normatif des exigences applicables au RC qui sont supprimées (E1 de la norme TOP-005-1 et E4 de la norme TOP-006-1) est significatif en matière de fiabilité. Elle rappelle qu'elle a traité un enjeu similaire lorsqu'elle s'est prononcée sur la demande d'adoption de nouvelles versions des normes IRO-002, IRO-004 et IRO-006-2. Elle réitère sa conclusion à cet égard et l'applique aux normes TOP-005-2a et TOP-006-2⁴²³.

[710] Ainsi, la Régie est d'avis qu'il est souhaitable d'adopter les normes TOP-005-2a et TOP-006-2 dont les aspects normatifs ont, par ailleurs, déjà été acceptés dans la Décision, même si les normes « complémentaires » IRO-008-1, IRO-009-1 et IRO-010-1 n'ont pas été déposées devant la Régie.

[711] Par ailleurs, sous réserve des modifications demandées à l'Annexe de la norme TOP-006-2, la Régie est satisfaite des textes proposés pour les Annexes des normes TOP-005-2a et TOP-006-2 en ce qu'ils transposent les éléments normatifs qui demeurent et qui ont été acceptés dans la Décision et, par conséquent, sont conformes aux suivis de la Décision.

⁴²² Pièce B-117, HQCMÉ-7, document 3 révisé, p. 5.

⁴²³ Paragraphe 550 de la présente décision.

[712] De plus, la Régie est satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais de ces normes et de leur Annexe respective, aux fins de leur adoption.

[713] **Compte tenu de ce qui précède, la Régie :**

- **adopte la norme de la NERC TOP-005-2a et son Annexe, telles que déposées par le Coordonnateur, dans ses versions française et anglaise;**
- **demande au Coordonnateur de modifier l'Annexe de la norme TOP-006-2 conformément à ce qui précède et de déposer la norme et l'Annexe ainsi modifiée au plus tard le 25 septembre 2015.**

NORME TPL-001-0.1 – COMPORTEMENT DU RÉSEAU EN SITUATIONS NORMALES

NORME TPL-002-0b – COMPORTEMENT DU RÉSEAU À LA SUITE DE LA PERTE D'UN SEUL ÉLÉMENT DU SYSTÈME DE PRODUCTION-TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CATÉGORIE B)

NORME TPL-003-0a – COMPORTEMENT DU RÉSEAU À LA SUITE DE LA PERTE DE DEUX ÉLÉMENTS OU PLUS DU SYSTÈME DE PRODUCTION-TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CATÉGORIE C)

NORME TPL-004-0 – COMPORTEMENT DU RÉSEAU À LA SUITE D'ÉVÉNEMENTS EXTRÊMES SUR LE SYSTÈME DE PRODUCTION-TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

[714] Tel que libellé à la section « Objet » des normes TPL-001, TPL-002, TPL-003 et TPL-004, l'objectif de ces normes est de s'assurer, par le moyen de simulations, que le comportement du réseau est fiable dans les situations suivantes :

- réseau normal sans contingence (TPL-001);
- réseau sollicité par la perte d'un élément (TPL-002);
- réseau sollicité par la perte de deux éléments ou plus (TPL-003);
- réseau sollicité par des événements extrêmes (TPL-004)⁴²⁴.

⁴²⁴ Pièce B-119, HQCMÉ-8, document 1.11 révisé.

[715] Les fonctions visées par ces normes sont les *responsables de la planification* (PA) et les *planificateurs de réseau de transport* (TP), soit, selon le Registre des entités visées, HQT au Québec⁴²⁵.

[716] Dans sa correspondance du 24 septembre 2012, le Coordonnateur propose, entre autres, de remplacer certaines normes de fiabilité déposées au présent dossier par des normes « légèrement amendées » par la FERC. Il soumet la proposition suivante pour les normes TPL :

- remplacement de TPL-001-0 par la norme TPL-001-0.1;
- remplacement de TPL-002-0 par la norme TPL-002-0b;
- remplacement de TPL-003-0 par la norme TPL-003-0a.

[717] Le 28 septembre 2012, le Coordonnateur dépose, en suivi de la Décision, la norme TPL-004-0 et, le 2 novembre 2012, les nouvelles versions des trois normes remplacées⁴²⁶.

[718] Le Coordonnateur fait alors valoir que les modifications apportées par les nouvelles versions des normes TPL-001 à TPL-003 ne changent pas la teneur de leurs exigences et, par conséquent, n'ont pas d'impact sur leur application au Québec.

[719] À la suite de leur examen, la Régie est d'avis que les modifications apportées aux textes de ces normes sont mineures, et que les annexes interprétatives qui ont été ajoutées aux normes TPL-002-0b et TPL-003-0a sont sans impact sur leur application au Québec.

[720] Pour ces raisons, la Régie est d'avis que, par souci d'efficacité réglementaire, il y a lieu d'examiner les versions plus récentes des normes TPL.

[721] Le 16 novembre 2012, ÉLL-EBM, dans ses commentaires portant sur les normes TPL déposées le 2 novembre 2012, soumet ce qui suit :

« Nous croyons que la description se trouvant à l'article 2.15 du registre des installations devrait se retrouver dans l'annexe Québec ou à tout le moins, une

⁴²⁵ Pièce B-119, HQCMÉ-8, document 1.11 révisé.

⁴²⁶ Pièce B-98, HQCMÉ-6, document 1.1 et pièce B-99, HQCMÉ-6, document 1.2.

référence spécifique devrait être faite aux éléments « Bulk » du réseau de HQT énumérés dans le registre des installations »⁴²⁷.

[722] Par la suite, ces normes font l'objet d'échanges lors de la séance de travail des 23 et 24 avril 2013.

[723] En vue de la dernière séance de travail de juin 2013, NLH identifie, en ce qui a trait aux normes TPL, l'enjeu relatif à la définition du « Bulk Power System » (BPS) et à la cohérence entre les normes des familles FAC et TPL.

[724] Cet enjeu est traité lors de l'audience d'octobre 2013. La Régie se prononce sur cet enjeu à la section 3.5 de la présente décision et elle conclut ainsi :

« [245] Compte tenu de ce qui précède, la Régie ne donne pas suite aux commentaires soumis par NLH en lien avec la définition du « Bulk Power System » (BPS) et du « Bulk Electric System » (BES) et à ceux en lien avec les différences de contingences des normes FAC et TPL ».

[725] Quant au commentaire d'ÉLL-EBM visant à intégrer, dans l'Annexe, une référence spécifique aux installations du Réseau bulk du réseau d'HQT identifiées au Registre des entités visées, la Régie traite de cet enjeu à la section 3.1 de la présente décision où elle conclut ainsi :

« [126] Ainsi, par l'approbation du Registre des entités visées, la Régie statue sur l'identification faite par le Coordonnateur des entités qui remplissent les différentes fonctions et qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes qu'elle adopte.

[127] Pour ces motifs, la Régie est d'avis qu'il est redondant d'ajouter une référence explicite au Registre des entités visées dans les Annexes des normes ».

[726] Par ailleurs, la Régie comprend que ces quatre normes TPL encadrent le niveau de performance attendu du réseau planifié, lorsque soumis à différentes situations (sans contingence, perte d'un élément, perte de deux éléments ou plus, événement extrême).

⁴²⁷ Pièce C-3-32-ELL-EBM, p. 3.

[727] À cet égard, le Coordonnateur indique aux Annexes des quatre normes que les installations visées par ces dernières sont limitées aux installations du Réseau bulk, tel que précisé dans la Matrice d'application au moment de la Décision :

« A. Introduction

[...]

4. Applicabilité :

[...]

Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du réseau « bulk » (BPS) »⁴²⁸.

[728] La Régie comprend que les contingences à simuler, notamment les pertes d'équipements, visent des équipements du Réseau bulk. Lors de la séance de travail du 24 avril 2013, le Coordonnateur souscrit à l'engagement suivant visant à préciser si la performance du réseau à respecter ne vise que le Réseau bulk :

« Engagement 17

[...]

Fournir une proposition d'annexes Québec des normes TPL-001 à TPL-004 pour clarifier le champ d'application en matière de contingence et de comportement visé.

R17 : Suite aux consultations effectuées avec la direction – Planification d'HQT responsable de la planification du réseau, cette dernière confirme que le champ d'application des normes TPL-001 à TPL-004 est le réseau « Bulk », autant au niveau des contingences que du comportement du réseau recherché. Cette précision a été reconduite dans les annexes à la section « Applicabilité » selon le nouveau gabarit d'annexe convenu avec la Régie »⁴²⁹. [nous soulignons]

[729] La Régie est satisfaite de la réponse fournie à l'effet que les exigences de ces normes sont applicables aux installations du Réseau bulk seulement et visent les performances du Réseau bulk uniquement.

⁴²⁸ Pièce B-119, HQCMÉ-8, document 1.11 révisé.

⁴²⁹ Pièce B-120, HQCMÉ-7, document 4 révisé, p. 12.

[730] Par ailleurs, en ce qui a trait aux libellés des exigences E3 des normes TPL-001-0.1, TPL-002-0b, TPL-003-0a et à l'exigence E2 de la norme TPL-004-0, la Régie constate que l'entité visée doit fournir chaque année les résultats des « *évaluations de fiabilité* » du réseau à l'*organisation régionale de fiabilité* (RRO), « *comme requis* » par ce dernier⁴³⁰.

[731] La Régie rappelle qu'elle s'est exprimée, à la section 3.6 de la présente décision, sur les libellés d'exigences de normes faisant référence à la demande de produire ou de transmettre, par la NERC ou le RRO, de la documentation ou des données. Elle a alors rappelé qu'elle est responsable, pour le Québec, de l'adoption de normes de fiabilité ainsi que de la surveillance de la conformité à ces normes et qu'elle ne peut déléguer ces pouvoirs. La Régie a également conclu que les dispositions particulières des Annexes des normes visées doivent codifier son autorité en matière de demande à l'entité visée de fournir de la documentation ou des données et préciser que ces informations devront lui être transmises⁴³¹.

[732] Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur d'ajouter aux Annexes des quatre normes concernées, pour les exigences en cause, une disposition particulière codifiant que la demande de transmettre des documents ou informations sera faite par la Régie, dans les délais qu'elle déterminera, plutôt que par le NPCC, le cas échéant, selon le principe énoncé à la section 3.6 de la présente décision. Dans un tel cas, ces documents devront être transmis à la Régie.

[733] La Régie demande au Coordonnateur de soumettre, pour adoption, dans le cadre d'un nouveau dossier, les Annexes des normes TPL-001-0.1, TPL-002-0b, TPL-003-0a et TPL-004-0 ainsi modifiées, dans leurs versions française et anglaise, au plus tard le 25 septembre 2015.

[734] De plus, en ce qui a trait aux libellés des exigences E1.3 des normes TPL-001-0.1, TPL-002-0b, TPL-003-0a et TPL-004-0, la Régie constate que « *les éléments particuliers sélectionnés* » dans chacune des catégories de situations à considérer dans les études ou simulations de réseau appuyant les évaluations de réseau doivent être « *acceptables* » par l'*organisation régionale de fiabilité* (RRO) associée⁴³².

⁴³⁰ Pièce B-119, HQCMÉ-8, document 1.11 révisé.

⁴³¹ Paragraphes 292 et 293 de la présente décision.

⁴³² Pièce B-119, HQCMÉ-8, document 1.11 révisé.

[735] La Régie a également précisé, à la section 3.6 de la présente décision, que dans le cas de libellés d'exigences de normes précisant que l'entité visée doit transmettre des informations à la NERC ou au RRO, il existe deux cas de figure⁴³³ :

- celui où ces informations doivent être fournies dans le cadre opérationnel en temps réel ou en temps différé du maintien de la fiabilité, puisqu'elles permettent la prise de décision ou la coordination requise aux fins du maintien de la fiabilité dans l'ensemble des Interconnexions concernées;
- celui où les informations doivent être fournies à l'autorité en matière de surveillance de l'application des normes de fiabilité, en l'occurrence à la Régie pour les entités du Québec.

[736] Dans le cas de l'exigence E1.3 des quatre normes précitées, la Régie demande au Coordonnateur d'identifier le cas de figure correspondant à cette exigence, au plus tard le 25 septembre 2015.

NORME VAR-002-1.1b - EXPLOITATION DES GROUPES DE PRODUCTION POUR LE MAINTIEN DES PROGRAMMES DE TENSION SUR LE RÉSEAU

[737] Le contenu normatif de la norme VAR-002-1a a été accepté par la Régie dans la Décision. Par ailleurs, le Coordonnateur propose de remplacer cette version par sa version « 1.1b », laquelle a été traitée dans la décision D-2014-048⁴³⁴.

[738] Dans cette décision, la Régie reconnaît la pertinence d'examiner la version la plus récente de la norme. De plus, elle conclut qu'il y a lieu, pour l'exigence E2 de la norme, de modifier les libellés des dispositions particulières de l'Annexe de la norme, en français et en anglais, pour les raisons qu'elle expose. Elle demande alors au Coordonnateur de modifier les dispositions particulières de l'Annexe de la norme, en français et en anglais, et de déposer les versions ainsi révisées au plus tard le 3 avril 2014.

[739] Le Coordonnateur dépose les nouvelles versions de l'Annexe de la norme VAR-002 le 28 mars 2014⁴³⁵.

⁴³³ Paragraphes 299 et 300 de la présente décision.

⁴³⁴ Décision D-2014-048, p. 30 à 34, par. 140 à 157.

⁴³⁵ Pièce B-138, HQCMÉ-8, document 1.13 révisé (version française) et pièce B-138, HQCMÉ-8, document 2.13 (version anglaise).

[740] À la suite de l'examen de ce dépôt, dans sa correspondance du 1^{er} avril 2014, la Régie constate que l'Annexe de la norme déposée le 28 mars 2014 ne reflète pas le contenu normatif de la section 2.16 du Registre des installations. Elle demande au Coordonnateur de se conformer au paragraphe 156 de la décision D-2014-048, dans le délai déjà prévu au paragraphe 157 de cette décision⁴³⁶.

[741] Le 9 avril 2014, le Coordonnateur dépose la norme VAR-002-1.1b ainsi que son Annexe révisée, dans leurs versions française et anglaise⁴³⁷.

[742] Après examen de ce nouveau dépôt, la Régie est satisfaite des textes proposés pour l'Annexe de la norme VAR-002-1.1b en ce qu'ils transposent adéquatement les éléments normatifs pertinents acceptés dans la Décision et, par conséquent, sont conformes aux suivis de la Décision et de la décision D-2014-048 ainsi qu'à sa demande du 1^{er} avril 2014.

[743] Par ailleurs, la Régie est satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais de cette norme et de son Annexe, aux fins de la présente décision.

[744] Par conséquent, la Régie adopte la norme de la NERC VAR-002-1.1b ainsi que son Annexe, telles que déposées par le Coordonnateur, dans leurs versions française et anglaise.

Rejet des demandes d'adoption de normes

[745] Dans la présente décision, la Régie rejette, à la section 3.6, les demandes d'adoption des normes MOD-010-0, MOD-012-0, PRC-004-2a, PRC-007-0, PRC-008-0, PRC-009-0, PRC-015-0 et PRC-016-0.1⁴³⁸ et, à la section 4, la demande d'adoption de la norme PRC-018-1⁴³⁹ et de leurs Annexes (les Normes non adoptées).

[746] Pour l'essentiel, le motif de ce rejet a trait aux renvois à des exigences de l'*organisation régionale de fiabilité* (RRO), entre autres, qui ne sont actuellement pas codifiées, en français et en anglais, sous forme de norme.

⁴³⁶ Pièce A-96.

⁴³⁷ Pièce B-140, HQCMÉ-8, document 1.13 révisé (version française) et pièce B-140, HQCMÉ-8, document 2.13 révisé (version anglaise).

⁴³⁸ Paragraphe 280 de la présente décision.

⁴³⁹ Paragraphe 602 de la présente décision.

[747] **Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur de joindre à son dépôt du 25 septembre 2015 un échéancier de dépôt des demandes d'adoption de chacune des normes précitées et de leur Annexe respective.**

5. REGISTRE DES ENTITÉS VISÉES

[748] Dans la Décision, aux paragraphes 174 et 175, la Régie se prononce sur la demande d'approbation du registre identifiant les propriétaires, les exploitants, les distributeurs et les utilisateurs visés par les normes de fiabilité soumises pour adoption par la Régie (le Registre des entités) ainsi que sur la demande d'approbation du registre identifiant les installations visées par les normes de fiabilité adoptées par la Régie (le Registre des installations) :

« [174] *Pour les motifs mentionnés précédemment, la Régie :*

- *accepte :*

- *les aspects normatifs à caractère technique identifiés aux registres, et demande, tel qu'exprimé au paragraphe 127, de les intégrer sous forme d'annexe aux textes des normes de fiabilité visées;*
 - *la liste des entités apparaissant au Registre des entités;*
 - *la liste des installations apparaissant au Registre des installations.*
- *mais rejette, dans leur forme actuelle, les documents Registre des entités visées par les normes de fiabilité et Registre des installations visées par les normes de fiabilité.*

[175] *La Régie demande au Coordonnateur de lui soumettre un Registre des entités, pour approbation, au même moment que les textes des normes de fiabilités révisées, lequel sera fixé ultérieurement. En lien avec chacune des entités visées, ce registre doit contenir les informations suivantes :*

- *l'identification corporative de l'entité;*
- *l'adresse corporative de l'entité;*
- *la ou les Fonction(s) de la NERC que l'entité exerce, conformément au modèle fonctionnel de la NERC;*

- *l'identification de ses postes, lignes et centrales classés RTP en précisant, pour les postes, les niveaux de tension applicable et pour les centrales, la valeur de leur puissance installée;*
- *l'identification de ses postes, lignes et centrales classés Réseau bulk en précisant, pour les postes, les niveaux de tension applicable;*
- *l'identification de ses « actifs classés critiques » aux fins des normes CIP;*
- *l'identification de ses lignes de transport exploitées à 200 kV et plus;*
- *l'identification de ses centrales nucléaires;*
- *l'identification de ses installations ou appareils requis pour la remise en charge du réseau;*
- *l'identification de ses automatismes de réseau classés de type I ou II par le NPCC »⁴⁴⁰.*

[749] Le 20 décembre 2011, le Coordonnateur dépose, en suivi de la Décision, le Registre des entités visées en version complète, sous pli confidentiel, ainsi qu'une version élaguée, aux fins de son affichage public, en version française seulement. En cours d'examen, ce registre est modifié et mis à jour à plusieurs reprises et, le 7 juin 2013, le Coordonnateur dépose une version du Registre des entités visées, en français et en anglais, en version complète, sous pli confidentiel, et en version élaguée⁴⁴¹.

[750] La Régie procède à l'examen de la demande d'approbation du Registre des entités visées, telle que déposée par le Coordonnateur le 7 juin 2013. Par ailleurs, dans la présente décision, la Régie s'est déjà prononcée sur l'identification d'entités à titre de *distributeur (DP)*⁴⁴², de *fournisseur de service de transport (TSP)*⁴⁴³ et de *responsable de l'approvisionnement (LSE)*⁴⁴⁴. Elle a également identifié quelques enjeux du Registre des entités visées lors de son examen des normes de fiabilité⁴⁴⁵.

[751] Le Registre des entités visées a fait l'objet d'échanges lors de la séance de travail des 13 et 14 mai 2013.

⁴⁴⁰ Décision D-2011-068, p. 42 et 43.

⁴⁴¹ Pièce B-119, HQCMÉ-6, document 7 révisé et pièce B-119, document 7.1 révisé.

⁴⁴² Section 3.2.

⁴⁴³ Section 3.3.

⁴⁴⁴ Section 3.4.

⁴⁴⁵ Section 4.

[752] L'objectif de ce registre se lit comme suit :

« Le registre des entités visées par les normes de fiabilité a pour objectif de déterminer et d'identifier les entités visées par les normes de fiabilité en vertu des fonctions du modèle de fiabilité de la NERC qu'elles assument, de façon à établir les normes de fiabilité auxquelles elles sont assujetties.

De plus, afin de circonscrire adéquatement l'applicabilité des normes au Québec, le registre dresse la liste des éléments suivants en lien avec chacune des entités visées :

- Installations du réseau de transport principal;*
- Installations du réseau « Bulk » [note de bas de page omise];*
- Actifs critiques;*
- Lignes de transport exploitées à 200 kV et plus;*
- Installations et appareils requis pour la remise en charge du réseau;*
- Automatismes de réseau classés type I ou II par le NPCC.*

Le registre contient également des informations sur les particularités des entités ou les systèmes qu'elles possèdent, par exemple les systèmes de délestage en sous-fréquence ou de délestage en sous-tension »⁴⁴⁶.

[753] À cet égard, la Régie rappelle l'opinion qu'elle a exprimée à la section 3.1 de la présente décision sur le document « Application des normes de fiabilité au Québec » :

« [124] Dans cette perspective, les normes de fiabilité doivent être suffisamment précises pour permettre l'identification des entités qui doivent être inscrites au Registre des entités visées. La Régie rappelle que la Loi requiert du Coordonnateur qu'il dépose le Registre des entités visées pour approbation auprès de la Régie.

[125] D'une part, les normes et leurs Annexes doivent clairement identifier les fonctions et, le cas échéant, les installations spécifiquement visées et, d'autre part, le Registre des entités visées doit comprendre les informations requises qui permettent l'identification des entités qui remplissent les fonctions du modèle de

⁴⁴⁶ Pièce B-119, HQCMÉ-6, document 7, p. 3.

fiabilité de la NERC ou qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes.

[126] Ainsi, par l'approbation du Registre des entités visées, la Régie statue sur l'identification faite par le Coordonnateur des entités qui remplissent les différentes fonctions et qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes qu'elle adopte ».

[754] La Régie constate également que dans la partie introductive du document à la section « 2. Entités visées », le Coordonnateur présente, à la sous-section 2.1, les facteurs d'inclusion utilisés aux fins d'identification des entités visées. Elle est d'avis que cette section est pertinente et encourage le Coordonnateur à l'enrichir à l'occasion de dépôts à venir, notamment en ce qui a trait au réseau de transport principal (RTP) qui est défini dans le document comme suit :

« Le coordonnateur de la fiabilité désigne le réseau de transport principal (RTP) sous sa supervision comme étant le réseau de transport d'électricité auquel la Loi fait référence aux paragraphes 1° et 2° de l'article 85.3. Ceci permet d'exclure les clients industriels et les propriétaires ou exploitants de centrales de moins de 50 MVA, généralement »⁴⁴⁷ [raccordés à 49 kV, 69 kV ou 120 kV, qui n'ont pas d'impact sur la fiabilité du réseau de transport principal.]⁴⁴⁸.

[755] La Régie note que les mots indiqués entre crochets ne figurent pas dans la dernière version du Registre des entités visées. Elle considère que ce segment manquant, qui précise les facteurs d'exclusion de certaines entités, est important.

[756] Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur d'ajouter au Registre des entités visées le segment manquant identifié entre crochets, tel qu'indiqué à la suite de la citation mentionnée au paragraphe 754 de la présente décision.

[757] À la section 2.2 du Registre des entités visées, le Coordonnateur dresse la liste des entités visées (la Liste) et leur assigne des fonctions, selon le modèle de fiabilité de la NERC (les Fonctions). Cette désignation est reproduite également dans les fiches individuelles des entités élaborées à l'« Annexe A - Fiches des entités visées » du Registre des entités visées.

⁴⁴⁷ Pièce B-119, HQCMÉ-6, document 7, p. 3 et 4.

⁴⁴⁸ Pièce B-105, HQCMÉ-6, document 7, p. 3.

[758] La Régie relève la présence d'une provision pour un champ intitulé « NERC ID ». À cet égard, la note 2, codifiée en première page de cette section, se lit comme suit :

« Numéro d'identification à assigner par la NERC lors de l'inscription des entités à son registre de conformité (NERC Compliance Registry – NCR) »⁴⁴⁹.

[759] La Régie est d'avis que ce texte, tel que libellé, pourrait être interprété comme une obligation de l'entité de s'inscrire à un registre de conformité de la NERC. Elle considère que tel n'est pas le cas et que toute inscription à un registre de la NERC ne saurait être que sur une base volontaire.

[760] Par ailleurs, considérant que le Registre des entités visées lui est soumis pour approbation, la Régie est d'avis qu'elle ne saurait approuver un « NERC ID » qui n'a aucune assise légale au Québec. Selon elle, si un tel identifiant s'avère requis à des fins administratives, dans le cadre de la surveillance de la conformité aux normes qu'elle adopte, ce sera à la Régie d'attribuer un tel identifiant.

[761] Pour ces motifs, la Régie demande au Coordonnateur de supprimer du Registre des entités visées toute référence à un identifiant quelconque attribué par la NERC.

[762] La Régie, à la section 3.2 de la présente décision en lien avec les « transporteurs auxiliaires » (TA), s'est prononcée sur la désignation des entités de catégorie de fonction *distributeur* DP comme suit :

« [166] [...] la Régie accepte que les entités ÉLL, HQT, la Société en commandite hydroélectrique Manicouagan (SCHM) et RTA soient des distributeurs (DP) au sens du modèle fonctionnel de la NERC ».

[763] À cet égard, la Régie est d'avis que le Registre des entités visées, dans sa version révisée du 7 juin 2013, est satisfaisant.

⁴⁴⁹ Pièce B-119, HQCMÉ-6, document 7, p. 5.

[764] Pour ce qui est de la désignation des entités désignées selon la fonction *fournisseur de service de transport* (TSP), la Régie s'est prononcée à ce sujet à la section 3.3 de la présente décision, en ces termes :

« [203] Pour les motifs exposés précédemment, la Régie reconnaît que la fonction *fournisseur de service de transport* (TSP) s'applique aux transporteurs qui offrent un service de transport de type OATT. Par conséquent, la Régie accueille la proposition du Coordonnateur de modifier le Registre des entités visées pour supprimer la désignation des « transporteurs auxiliaires » (TA) RTA, ÉLL et la SCHM à titre de fournisseurs de service de transport (TSP) ».

[765] **Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur de supprimer la désignation de fonction TSP assignée aux entités suivantes :**

- **Énergie La Lièvre s.e.c (ÉLL);**
- **La Société en Commandite Hydroélectrique Manicouagan (SCHM);**
- **Rio Tinto Alcan (RTA).**

[766] De plus, à la section 3.4 de la présente décision, la Régie se prononce, en ces termes, sur la désignation des Réseaux municipaux à titre de *responsable de l'approvisionnement* (LSE) :

« [221] [...] la Régie demande au Coordonnateur de modifier le Registre des entités visées afin de supprimer la désignation des Réseaux municipaux qui ont délégué leur approvisionnement en électricité à HQD à titre de responsable de l'approvisionnement (LSE) ».

[767] **Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur de supprimer la désignation de fonction LSE assignée aux entités suivantes :**

- **Ville de Baie-Comeau (BAI);**
- **Ville de Joliette (JOL);**
- **Ville de Magog (MAG);**
- **Ville de Saguenay (JON);**
- **Ville de Sherbrooke (SHER).**

[768] La Régie procède maintenant à l'examen des Annexes du Registre des entités visées.

Annexe A – Fiches des entités visées

[769] Cette Annexe présente les fiches descriptives de chacune des 55 entités visées par les normes de fiabilité faisant l'objet du présent dossier.

[770] La Régie est d'avis que ces fiches permettent d'identifier les entités et indique clairement leurs coordonnées, leurs fonctions ainsi que leurs installations visées, le cas échéant, par les exigences des normes.

[771] La Régie relève que ces fiches prévoient un champ « Identification NERC » propre à chacune des entités. Dans la présente section, la Régie s'est déjà prononcée à ce sujet.

[772] Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur de supprimer des fiches des entités visées du Registre des entités visées toute référence à un identifiant quelconque attribué par la NERC.

[773] Par ailleurs, tel qu'elle l'a souligné lors de son examen des normes PRC, la Régie constate que ces fiches identifient seulement les *propriétaires d'installation de transport (TO)* qui « *ne possèdent pas de systèmes de délestage en sous-fréquence ou de délestage en sous-tension* » à la rubrique « Notes » dont le contenu est, généralement, d'ordre informatif plutôt que normatif.

[774] Selon le libellé des normes PRC-010, PRC-011, PRC-021 et PRC-022, ces normes sont applicables aux *propriétaires d'installation de transport (TO)*, *distributeurs (DP)*, *responsables de l'approvisionnement (LSE)* ainsi qu'aux *exploitants de réseau de transport (TOP)* qui « *possèdent ou mettent en œuvre un programme de délestage en sous-tension* » (DST).

[775] La Régie est d'avis que l'identification des entités TO, TOP, DP et LSE qui possèdent ou mettent en œuvre un programme de DST doit être clairement indiquée dans le Registre des entités visées.

[776] **Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur de supprimer le libellé « ne possèdent pas de systèmes de délestage ou sous-fréquence ou de délestage en sous-tension » prévu, le cas échéant, à la rubrique « Note » du Registre des entités visées et de le modifier de façon à clairement identifier les entités qui :**

- a. possèdent un programme de DST;**
- b. mettent en œuvre un programme de DST.**

[777] À cet égard, la Régie invite le Coordonnateur à considérer l'ajout de lignes à cet effet dans les rubriques « L'entité possède et/ou exploite : » des fiches de l'annexe A du Registre des entités visées.

[778] Par ailleurs, la Régie constate que les normes PRC-007, PRC-008 et PRC-009, qui encadrent les programmes de délestage en sous-fréquence (DSF), sont applicables aux entités qui possèdent ou mettent en œuvre de tels programmes.

[779] **Par conséquent, par analogie avec sa demande précédente relative aux entités possédant ou mettant en œuvre un programme de délestage en sous-tension (DST), la Régie demande au Coordonnateur d'appliquer le même principe aux entités qui possèdent ou mettent en œuvre un programme de délestage en sous-fréquence (DSF).**

[780] Par ailleurs, sous réserve des modifications demandées précédemment dans cette section ainsi que ses demandes relatives à la désignation des fonctions *fournisseur de service de transport* (TSP) et *responsable de l'approvisionnement* (LSE), la Régie est satisfaite de l'annexe A, en ce qu'elle est conforme au suivi de la Décision.

Annexe B – Installations de transport

[781] Cette Annexe permet d'identifier les éléments et installations de transport visés par les exigences des normes de fiabilité applicables au Québec, notamment les postes et lignes du réseau de transport principal (RTP) et du Réseau bulk ainsi que les actifs considérés critiques pour la fiabilité du transport.

[782] La Régie est satisfaite de l'annexe B, en ce qu'elle est conforme au suivi de la Décision.

Annexe C – Installations de Production

[783] Cette annexe permet d'identifier les éléments et installations de production visées par les exigences des normes de fiabilité applicables au Québec, notamment les centrales de production, leurs capacités et leurs sources d'énergie.

[784] La Régie est satisfaite de l'annexe C, en ce qu'elle est conforme au suivi de la Décision.

Annexe D - Installations de télécommunications

Annexe E - Automatismes de réseau

Annexe F - Centres de contrôle

[785] Ces annexes permettent d'identifier les installations de télécommunications, les automatismes de réseau de type I ou II et les centres de contrôles visés par les exigences des normes de fiabilité applicables au Québec ainsi que les actifs critiques visés par les normes CIP⁴⁵⁰ applicables au Québec.

[786] La Régie est satisfaite des annexes D, E et F du Registre des entités visées, en ce qu'elles sont conformes au suivi de la Décision.

[787] En conclusion, sous réserve des modifications demandées précédemment, la Régie est satisfaite du Registre des entités visées soumis par le Coordonnateur.

[788] Par ailleurs, la Régie constate du Registre des entités visées déposé pour approbation par le Coordonnateur, que ce dernier propose que l'entité « Direction – Contrôle des mouvements d'énergie, une direction d'HQT (CMÉ) » soit la seule entité au Québec assignée, entre autres, à titre de *coordonnateur de la fiabilité (RC)*, *responsable de l'équilibrage (BA)* et *d'exploitant de réseau de transport (TOP)*, tel qu'elle l'a constaté au paragraphe 60 de la décision D-2014-216.

⁴⁵⁰ Critical Infrastructure Protection.

[789] À la section 4 « Historique des versions » du Registre des entités visées, le Coordonnateur dresse un suivi des diverses versions du document, tel qu'il a été soumis et révisé depuis la Décision.

[790] La Régie constate que ce document a été révisé à six reprises depuis son dépôt initial du 20 décembre 2011. Elle constate également que la teneur des révisions ne se limite pas à la codification d'éléments normatifs effectués dans le cadre de l'examen du présent dossier, mais également à la codification des divers changements de l'industrie pertinents au Registre des entités visées qui ont été réalisés au fil du temps. À titre d'exemple, la Régie note les changements suivants :

- ajout de l'installation « Eastmain-1-A » à la liste des installations de transport et de production;
- arrêt définitif des opérations de l'usine de RTA à Beauharnois;
- retrait de la centrale Gentilly-2;
- retrait de la centrale Cadillac et du poste de transport Cadillac.

[791] À cet égard, au cours de la séance de travail des 14 et 15 mai 2013, le Coordonnateur prend l'engagement suivant et y répond comme suit :

« Engagement 11

[...]

Déposer une proposition d'un mécanisme de mise à jour et d'approbation par la Régie du Registre des entités.

R11 : Le Coordonnateur propose une mise à jour lors de nouvelles normes proposées dans le cadre du processus de consultation préalable au dépôt des normes de fiabilité pour adoption par la Régie ou lors de changements importants tel que l'ajout ou le retrait d'une entité visée, sinon une mise à jour au moins à chaque année »⁴⁵¹. [nous soulignons]

[792] La Régie est d'avis que l'ajout ou le retrait d'une installation visée au Registre des entités visées correspond également à un « *changement important* ».

⁴⁵¹ Pièce B-119, HQCMÉ-7, document 5, p. 6.

[793] La Régie est d'avis que la section « Historique des versions », qui présente les différentes modifications apportées au Registre des entités visées tout au long de l'évolution du dossier, a été utile aux fins de l'examen en cours mais ne devrait pas être consignée dans la version de ce registre à adopter. Cependant, la Régie considère qu'il est plus pertinent d'indiquer dans l'historique des versions du Registre des entités visées les modifications ayant fait l'objet de décisions, en y associant la décision correspondante.

[794] Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur d'indiquer à la section « Historique des versions » du Registre des entités visées l'historique des modifications ayant fait l'objet de décisions, ainsi que les modifications associées.

[795] Compte tenu de ce qui précède, la Régie demande au Coordonnateur de déposer le Registre des entités visées, avec les modifications demandées par la présente décision, au plus tard le 1^{er} juin 2015.

[796] La Régie est satisfaite du mécanisme de mise à jour du Registre des entités visées proposé par le Coordonnateur et demande que ces mises à jour soient effectuées lors de changements importants et qu'elles lui soient soumises pour approbation au moins une fois par année.

[797] Par ailleurs, dans sa correspondance du 20 décembre 2011, le Coordonnateur fait valoir que dans la Décision, la Régie a identifié une série d'informations devant être contenues dans la révision du Registre des entités visées par les normes de fiabilité et que certaines de ces informations sont directement extraites du Registre des installations visées, dont le traitement confidentiel a été autorisé par la Régie dans sa décision D-2009-131⁴⁵².

[798] À cet égard, le Coordonnateur joint l'affidavit du Directeur de la direction Contrôle des mouvements d'énergie soutenant que la divulgation de certaines informations du Registre des entités visées comporte un risque pour la sécurité. Il demande à la Régie d'interdire toute divulgation de la pièce HQCMÉ-6, document 7 déposée sous pli confidentiel⁴⁵³.

⁴⁵² Pièce B-75, lettre, p. 2.

⁴⁵³ Pièce B-75, affirmation solennelle.

[799] Dans ses demandes amendées et ré-amendées des 11 juillet et 7 octobre 2013, le Coordonnateur réitère cette demande en ces termes :

« INTERDIRE la divulgation, la publication et la diffusion des pièces HQCMÉ-6, Document 7 (version française) et HQCMÉ-6, Document 7.1 (version anglaise), sous réserve d'ententes de confidentialité conclues entre le coordonnateur de la fiabilité et un ou plusieurs intervenants reconnus au présent dossier ».

[800] Dans sa décision D-2009-131, la Régie se prononçait comme suit au sujet du Registre des installations visées :

« [16] La Régie juge que le motif invoqué par le Coordonnateur relatif aux renseignements d'ordre stratégique concernant les installations d'Hydro-Québec contenus dans ce registre est suffisant pour justifier, dans le contexte de ce dossier-ci, l'ordonnance de confidentialité de la pièce, dont, par ailleurs, une version élaguée est déposée au dossier public »⁴⁵⁴.

[801] De plus, la Régie constate qu'effectivement, certaines informations du Registre des entités visées sont directement extraites du Registre des installations visées, dont le traitement confidentiel a été autorisé.

[802] Pour ces motifs, la Régie accueille la demande de traitement confidentiel du Coordonnateur et interdit, sans restriction quant à la durée, la divulgation, la publication ou la diffusion des pièces suivantes et des renseignements qu'elles contiennent : HQCMÉ-6, documents 7 et 7.1, dans leurs versions complètes déposées sous pli confidentiel.

6. GLOSSAIRE

[803] Dans la Décision, la Régie demande au Coordonnateur de déposer le Glossaire, pour approbation, en français et en anglais⁴⁵⁵.

⁴⁵⁴ Décision D-2009-131, p. 7.

⁴⁵⁵ Décision D-2011-068, p. 45, par. 184.

[804] En suivi de la Décision, le Coordonnateur dépose, le 20 décembre 2011, pour approbation, les versions française et anglaise du Glossaire⁴⁵⁶.

[805] Le Glossaire fait l'objet d'échanges durant la séance de travail des 13 et 14 mai 2013. Il est révisé à plusieurs reprises et le Coordonnateur en dépose, le 11 juillet 2013, les versions finales française⁴⁵⁷ et anglaise⁴⁵⁸, lesquelles font l'objet du présent examen.

[806] Dans sa demande amendée du 11 juillet 2013⁴⁵⁹ ainsi que dans sa demande ré-amendée du 7 octobre 2013⁴⁶⁰, le Coordonnateur demande l'adoption du Glossaire. Dans sa demande amendée, il indique que « [s]uivant les ordonnances prévues dans la décision de la Régie D-2011-068 du 13 mai 2011, le coordonnateur de la fiabilité dépose pour adoption par la Régie un glossaire [...] »⁴⁶¹. [nous soulignons]

[807] À la section 2 « Définitions et acronymes » du Glossaire, le Coordonnateur soumet les définitions de plus de 200 termes et expressions utilisés dans les textes des normes de fiabilité déposées pour adoption.

[808] À cet égard, la Régie constate que les définitions des termes du Glossaire proviennent des trois sources suivantes :

- le Glossaire de la NERC pour la majorité des termes;
- certains documents du NPCC⁴⁶²;
- la Direction – Contrôle des mouvements d'énergie⁴⁶³.

[809] Dans la Décision, la Régie demande au Coordonnateur d'ajouter au Glossaire la définition des expressions « sabotage » et « chemin d'interconnexion »⁴⁶⁴.

⁴⁵⁶ Pièce B-75, lettre.

⁴⁵⁷ Pièce B-121, HQCMÉ-6, document 5 révisé.

⁴⁵⁸ Pièce B-121, HQCMÉ-6, document 6 révisé.

⁴⁵⁹ Pièce B-121, demande amendée, p. 5.

⁴⁶⁰ Pièce B-126, demande ré-amendée, p. 5.

⁴⁶¹ Pièce B-121, demande amendée, p. 4, par. 24.

⁴⁶² Pièce B-121, HQCMÉ-6, document 5 révisé. Exemples : les expressions « *Automatisme de réseau de type I* » et « *Réseau « Bulk »* ».

⁴⁶³ Pièce B-121, HQCMÉ-6, document 5 révisé. Exemple : l'expression « *Réseau de transport principal* ».

⁴⁶⁴ Décision D-2011-068, p. 44 et 45, par. 182 et 183.

[810] Le Coordonnateur définit au Glossaire le terme « sabotage » comme suit :

« Sabotage

Acte malveillant perpétré dans le but de nuire aux opérations ou de les interrompre »⁴⁶⁵.

[811] La Régie est satisfaite de cette définition et autorise son ajout au Glossaire, en ce qu'elle est conforme au suivi de la Décision.

[812] Toutefois, la Régie constate que ce terme utilisé dans les textes des exigences de la norme CIP-001-2a - Signalement des actes de sabotages n'est pas codifié en italique, alors que les termes définis au Glossaire sont, en général, en italique dans les textes des normes et de leurs Annexes en français.

[813] La Régie rappelle la règle prévue au Glossaire relative aux termes utilisés dans les définitions qui s'y retrouvent :

« 1.1 TERMES DÉFINIS

Les termes dans les définitions qui réfèrent à des termes définis au présent glossaire prennent une majuscule initiale dans la version anglaise et sont en italique dans la version française »⁴⁶⁶.

[814] À cet égard, la Régie constate que le Coordonnateur applique également cette règle énoncée au Glossaire aux textes des normes de fiabilité et de leurs Annexes. Par conséquent, elle est d'avis que cette précision relative à l'application de ladite règle doit être codifiée à même le Glossaire.

[815] Compte tenu de ce qui précède, la Régie demande au Coordonnateur d'ajouter au texte de la section « 1.1 Termes définis » du Glossaire les textes soulignés ci-dessous, en français et en anglais :

⁴⁶⁵ Pièce B-121, HQCMÉ-6, document 5 révisé, p. 36.

⁴⁶⁶ Pièce B-121, HQCMÉ-6, document 5 révisé, p. 2.

1.1 TERMES DÉFINIS

Les termes dans les définitions ainsi que les termes dans les normes et leurs Annexes adoptées par la Régie qui réfèrent à des termes définis au présent glossaire prennent une majuscule initiale dans la version anglaise et sont en italique dans la version française.

et

1.1 DEFINED TERMS

Terms in the definitions as well as in the standards and in Appendices for Quebec, that refer to terms defined in this glossary are capitalized in the English version and italicized in the French version.

[816] Pour ce qui est de la norme CIP-001 et de la non codification en italique de l'expression « sabotage » dans la norme NERC d'origine, la Régie est d'avis que le Coordonnateur pourrait, à l'occasion du dépôt d'une autre version de la norme, prévoir dans l'Annexe une disposition particulière à ces fins.

[817] De même, toute expression utilisée dans les textes des normes, au sens de sa définition au Glossaire, devrait être codifiée en italique dans le texte des normes ou, à défaut, être précisée sous la forme d'une disposition particulière dans l'Annexe de la norme en question.

[818] **La Régie invite le Coordonnateur à clarifier, lorsque nécessaire, selon les libellés des normes, les références aux termes définis au Glossaire, le cas échéant.**

[819] Pour ce qui est de l'expression « chemin d'interconnexion », le Coordonnateur, lors de la séance de travail des 13 et 14 mai 2013, souscrit à l'engagement suivant et y répond comme suit :

« Engagement 14

[...]

Retirer la définition de « chemin d'interconnexion » du Glossaire avec justification.

R14 : Voir le Glossaire révisé à la pièce HQCMÉ-6, Document 5 (français) et Document 6 (anglais).

Le terme « chemin d'interconnexion » est retiré du Glossaire car aucune norme de fiabilité ne fait référence à ce terme qui était seulement utilisé dans la matrice d'application des normes »⁴⁶⁷.

[820] La Régie est satisfaite des justifications fournies par le Coordonnateur et le dispense d'ajouter au Glossaire une définition applicable à l'expression « chemin d'interconnexion ».

[821] Par ailleurs, la Régie constate que, dans les réponses à deux engagements⁴⁶⁸ à la suite de séances de travail tenues en 2013, le Coordonnateur modifie certaines définitions, afin d'assurer une cohérence entre le Glossaire et les termes désignés utilisés dans les Tarifs et conditions.

[822] À la section 3.3 de la présente décision, lors de son examen de la fonction *fournisseur de service de transport* (TSP) dans le contexte de son application aux « transporteurs auxiliaires » (TA), la Régie reconnaît que cette fonction s'applique aux transporteurs qui offrent un service de transport de type OATT⁴⁶⁹.

[823] De plus, la Régie constate que les définitions en français et en anglais de la fonction TSP ne sont pas concordantes dans le Glossaire. La fonction TSP est définie comme suit par la NERC :

« Transmission Service Provider (TSP): The entity that administers the transmission tariff and provides Transmission Service to Transmission Customers under applicable transmission service agreements »⁴⁷⁰. [nous soulignons]

que le Coordonnateur traduit comme suit dans le Glossaire déposé :

« Fournisseur de service de transport (TSP) : Entité qui administre le tarif de transport et qui fournit le service de transport aux clients d'un service de

⁴⁶⁷ Pièce B-119, HQCMÉ-7, document 5, p. 7.

⁴⁶⁸ Pièce B-119, HQCMÉ-7, document 5, p. 7 et pièce B-120, HQCMÉ-7, document 6, p. 4.

⁴⁶⁹ Paragraphe 203 de la présente décision.

⁴⁷⁰ Pièce B-121, HQCMÉ-6, document 6 révisé, p. 35.

transport en vertu des contrats de service de transport qui s'appliquent »⁴⁷¹.
[nous soulignons]

[824] Par ailleurs, dans les versions française et anglaise des Tarifs et conditions, les expressions « convention de service » et « service de transport » sont respectivement traduites par « Service Agreement » et « Transmission Service ».

[825] La Régie est d'avis qu'afin d'assurer la cohérence entre les termes définis au Glossaire et ceux définis et utilisés dans les Tarifs et conditions, l'expression « applicable transmission service agreements », utilisée dans la définition de TSP du glossaire de la NERC, doit être traduite par « conventions de service de transport qui s'appliquent ».

[826] **Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur de modifier la définition en français de fournisseur de service de transport (TSP) dans le Glossaire comme suit :**

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~~ conventions de service de transport qui s'appliquent.

[827] En conclusion, sous réserve des modifications demandées précédemment, la Régie est satisfaite de la section 2 « Définitions et acronymes » du Glossaire soumis par le Coordonnateur, en ce qu'il est conforme au suivi de la Décision. Elle est également satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais du Glossaire, aux fins de la présente décision.

[828] Par ailleurs, la Régie rappelle l'importance de la distinction à faire entre les définitions des réseaux « Bulk Electric System » (BES), réseau de transport principal (RTP) et Bulk pour ce qui est de l'application des normes de fiabilité au Québec.

⁴⁷¹ Pièce B-121, HQCMÉ-6, document 5 révisé, p. 19.

[829] À cet égard, la Régie note la proposition du Coordonnateur soumise au soutien de sa demande d'adoption du Glossaire dans la demande amendée du 11 juillet 2013 :

« Le Coordonnateur clarifie ci-après certains éléments reliés aux définitions du glossaire.

Bien que le réseau de transport principal (RTP) ait été défini au glossaire, une méthode d'identification des installations classées RTP pourra être présentée dans le cadre du prochain dossier. Le Coordonnateur a d'ailleurs identifié au Registre des entités visées, les postes, lignes et centrales classés RTP en précisant, pour les postes, les niveaux de tension applicable et pour les centrales, la valeur de leur puissance installée, conformément à la décision D-2011-068.

Le réseau Bulk a été défini au glossaire selon le critère A-07 du NPCC alors que le système de production – transport (BES) a été défini conformément au glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité de la NERC »⁴⁷².

[nous soulignons]

[830] La Régie demande qu'une méthode d'identification des installations classées réseau de transport principal (RTP) lui soit présentée dans le cadre d'un prochain dossier, tel que mentionné par le Coordonnateur.

[831] À la section 3 du Glossaire en français, le Coordonnateur fournit un « Index des termes et acronymes anglais ». Réciproquement, il fournit à la section 3 du Glossaire en anglais un index des termes et acronymes en français.

[832] La Régie est d'avis que cette section permet de faciliter le repérage des termes et définitions dans le Glossaire, dans ses versions française et anglaise. Elle s'en déclare satisfaite.

[833] Par ailleurs, à la section 4 du Glossaire, le Coordonnateur présente l'« Historique des versions » du Glossaire, en précisant les modifications apportées, qu'il a déposées depuis son dépôt initial en juin 2009.

⁴⁷² Pièce B-121, HQCMÉ-1, document 2, p. 17.

[834] La Régie est d'avis que la section « Historique des versions », qui présente les différentes modifications apportées au Glossaire tout au long de l'évolution du dossier, a été utile aux fins de l'examen en cours mais ne devrait pas être consignée dans la version du Glossaire à adopter. Cependant, elle considère qu'il sera plus pertinent, dans le futur, d'indiquer dans l'historique des versions du Glossaire les modifications ayant fait l'objet de décisions (ajouts ou retraits de termes adoptés ou rejetés), en y associant la décision correspondante.

[835] Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur d'indiquer à la section « Historique des versions » du Glossaire l'historique des modifications ayant fait l'objet de décisions, ainsi que les modifications associées.

[836] Compte tenu de ce qui précède, la Régie demande au Coordonnateur de déposer, pour adoption, au plus tard le 1^{er} juin 2015, le Glossaire modifié selon les prescriptions des paragraphes précédents.

7. FACTEURS DE RISQUE DES NORMES DE FIABILITÉ

[837] Dans la Décision, la Régie accepte le contenu des normes de fiabilité de la NERC et les « facteurs de risque des normes de fiabilité » (les Facteurs de risque⁴⁷³) associés⁴⁷⁴.

[838] Les Facteurs de risque sont associés à chacune des exigences des normes de fiabilité. Ils permettent de qualifier le risque de l'impact sur la fiabilité résultant du non-respect de l'exigence.

[839] Les *Violation Risk Factors* (VRF) font partie des paramètres qui, selon le Coordonnateur, sont à prendre en considération dans la détermination de sanctions en cas de contravention à une exigence de norme.

⁴⁷³ Également désignés « Facteurs de risque de non-conformité » (*Violation Risk Factors* (VRF)).

⁴⁷⁴ Décision D-2011-068, p. 32, par. 126.

[840] À cette fin, les Facteurs de risque sont définis selon les qualificatifs « faible », « moyen » ou « élevé ».

[841] Les Facteurs de risque associés à chacune des exigences des normes faisant l'objet de la Décision sont présentés sous la forme d'un tableau en français seulement, à la pièce B-6, HQCMÉ-2, document 1.1. Toutefois, certaines versions de normes plus récentes intègrent les VRF à même le libellé des exigences comme, par exemple, la norme IRO-006-5.

[842] Dans la Décision, la Régie demande au Coordonnateur de produire une version anglaise du document relatif aux Facteurs de risque⁴⁷⁵.

[843] Le 20 décembre 2011, le Coordonnateur dépose, en suivi de la Décision, les versions française et anglaise du document « Facteurs de risque de non-conformité des normes de fiabilité »⁴⁷⁶. Ces documents sont révisés à quelques reprises afin de tenir compte de l'évolution du dossier en ce qui a trait aux normes auxquelles ils sont associés. Les versions finales de ces documents sont déposées le 30 mai 2013⁴⁷⁷.

[844] Après examen de ce dernier dépôt, la Régie est satisfaite du document « Facteurs de risque de non-conformité des normes de fiabilité » dans ses versions française et anglaise.

[845] Par ailleurs, la Régie est satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais de ces documents, aux fins de la présente décision.

[846] Toutefois, dans le présent dossier, la Régie n'adopte pas la totalité des normes traitées dans le document « Facteurs de risque de non-conformité des normes de fiabilité » soumis par le Coordonnateur.

⁴⁷⁵ Décision D-2011-068, p. 33, par. 127.

⁴⁷⁶ Pièce B-75, HQCMÉ-6, document 3 révisé (version française) et pièce B-75, HQCMÉ-6, document 4 (version anglaise).

⁴⁷⁷ Pièce B-118, HQCMÉ-6, document 3 révisé (version française) et pièce B-118, HQCMÉ-6, document 4 (version anglaise).

[847] **Par conséquent, la Régie adopte le document « Facteurs de risque de non-conformité des normes de fiabilité », dans ses versions française et anglaise, pour les facteurs de risque applicables, c'est-à-dire ceux qui sont associés aux exigences des normes adoptées dans le présent dossier.**

8. DEMANDES DE PAIEMENT DE FRAIS

[848] Le 26 novembre 2013, ÉLL-EBM dépose sa demande de paiement de frais encourus dans le cadre de la phase 1 du dossier, pour la période du 21 novembre 2011 au 1^{er} novembre 2013, conformément au *Guide de paiement des frais des intervenants 2003* (Guide de paiement). Les frais réclamés sont de 95 582,82 \$. L'intervenant précise qu'il a retranché, dans le calcul de ses frais, 30 % des heures inscrites au dossier afin de refléter la portion à caractère privé de son intervention⁴⁷⁸.

[849] ÉLL-EBM décrit ses différentes participations dans le cadre du déroulement de l'examen du dossier et fait valoir qu'« [o]utre [sa] participation active et utile à l'audition, ÉLL-EBM, par ses interventions et commentaires, a permis de faire progresser le débat de façon utile »⁴⁷⁹.

[850] Le 15 janvier 2014, RTA dépose sa demande de paiement de frais, couvrant la période de novembre 2011 à novembre 2013, pour les travaux relatifs au traitement de la phase 1. Les frais réclamés sont de 73 593,37 \$. L'intervenante soumet que la portion de ses honoraires, tant internes qu'externes, engagée pour défendre ses intérêts privés « a déjà été retirée de sa demande de frais »⁴⁸⁰.

[851] RTA soumet que « [p]ar ses nombreuses interventions, RTA a donc pleinement contribué sur un plan technique et juridique au processus qui a permis au Coordonnateur de demander à la Régie l'adoption, sans contestation, de la majeure partie des documents faisant l'objet de la dernière audience en octobre 2013 »⁴⁸¹.

⁴⁷⁸ Pièce C-3-49-ELL-EBM, p. 1.

⁴⁷⁹ Pièce C-3-49-ELL-EBM, p. 2 à 5.

⁴⁸⁰ Pièce C-5-52-RTA, p. 4.

⁴⁸¹ Pièce C-5-52-RTA, p. 2.

[852] En particulier, RTA soumet que sa participation active a permis d'éviter un débat contradictoire de fond sur plusieurs propositions de modifications des normes et de leurs Annexes, de réduire le temps d'audience et de présenter des propositions et des critiques objectives permettant d'apporter des modifications constructives aux normes et à leurs Annexes révisées « *lesquelles pourront s'avérer bénéfiques à l'ensemble des entités visées par le régime des normes de fiabilité applicables au Québec* »⁴⁸².

[853] Le Coordonnateur s'en remet à la discrétion de la Régie quant à la détermination de l'utilité et de la pertinence de la participation ainsi que du caractère nécessaire et raisonnable des frais présentés par les intervenants⁴⁸³. Le Coordonnateur reconnaît que le traitement du dossier s'est échelonné sur une période de plus d'un an depuis la Décision, et que « *la collaboration des intervenants au dossier a permis de réduire le temps d'audience orale à la Régie, notamment lors des séances de travail* »⁴⁸⁴.

[854] Cependant, le Coordonnateur fait valoir que les demandes de paiement de frais des intervenants sont élevées eu égard aux travaux réalisés. Il considère, pour la période couverte par la demande de paiement de frais d'ÉLL-EBM, que l'intervention de cet intervenant « *était destinée principalement à faire valoir les intérêts propres de l'intervenante et limiter le nombre de normes ou d'exigences auxquelles cette dernière devait être assujettie. Le Coordonnateur constate que ces représentations diminuent sensiblement le caractère d'intérêt public de l'intervention* »⁴⁸⁵.

[855] ÉLL-EBM réplique à ces commentaires en faisant valoir que le Coordonnateur sous-estime le niveau de travail de révision qu'il a effectué, considérant, notamment, l'importance des différents enjeux soulevés lors des séances de travail tenues en 2013⁴⁸⁶.

[856] À la suite de la réouverture d'enquête survenue en septembre 2014, RTA soumet, le 21 octobre 2014, une demande de paiement des frais encourus visant les commentaires qu'elle a déposés en réponse à ceux du Coordonnateur. Les frais réclamés pour la réouverture d'enquête s'élèvent à 10 412,79 \$.

⁴⁸² Pièce C-5-52-RTA, p. 3.

⁴⁸³ Pièce B-136, p. 2 et pièce B-137, p. 1.

⁴⁸⁴ Pièce B-136, p. 1.

⁴⁸⁵ Pièce B-136, p. 2.

⁴⁸⁶ Pièce C-3-49-ELL-EBM, p. 2 à 5.

[857] Le Coordonnateur commente cette demande de paiement de frais en réitérant les commentaires déjà exprimés dans ses correspondances précédentes à l'égard du caractère élevé des frais réclamés par RTA ainsi que du caractère privé de son intervention⁴⁸⁷.

[858] La Régie rappelle qu'elle analyse les demandes de paiement de frais déposées sur la base du Guide de paiement, en vigueur au moment du dépôt du dossier, et auquel elle a référé dans sa décision procédurale D-2009-121.

[859] La Régie est d'avis que la participation d'ÉLL-EBM et RTA a bénéficié, entre autres, à toutes les entités propriétaires et exploitants d'installation de transport ou de production visées par l'article 85.3 de la Loi. Également, leur participation contribue à la mise en place d'un régime obligatoire de normes de fiabilité adapté à la réalité du Québec. Par conséquent, elle est d'avis que les interventions de ces intervenants ont un caractère d'intérêt public et juge que leur participation a été utile à ses délibérations, tant lors des séances de travail que lors de l'audience tenues en 2013. La Régie juge également que l'intervention de RTA a été utile lors de la réouverture d'enquête en 2014.

[860] Finalement, pour ce qui est des frais réclamés par RTA pour la période avant 2014, la Régie réduit les montants demandés, afin de tenir compte des taux horaires et des taux au kilomètre pour l'utilisation d'une automobile autorisés dans le Guide de paiement. Elle réduit également les montants relatifs aux dépenses d'hébergement et de transport selon les coûts réels avant les taxes et les montants autorisés par le Guide de paiement.

[861] Dans le cas d'ÉLL-EBM, la Régie réduit les montants réclamés pour les dépenses de stationnement, car elles sont déjà prévues dans l'allocation forfaitaire de 3 % correspondant aux dépenses afférentes. Elle réduit également les montants réclamés pour des déplacements au kilomètre déjà prévus dans la rubrique de transport « Train ». De même, elle réduit le taux au kilomètre pour l'utilisation d'une automobile, afin de tenir compte du taux autorisé dans le Guide de paiement.

[862] En résumé, pour la période avant 2014, la Régie évalue les frais admissibles d'ÉLL-EBM à 94 691,42 \$ et ceux de RTA à 64 416,20 \$.

⁴⁸⁷ Pièce B-144.

[863] Quant au montant réclamé par RTA pour les travaux effectués lors de la réouverture d'enquête en 2014, la Régie réduit ce montant, afin de tenir compte des taux horaires autorisés dans le Guide de paiement. Les frais admissibles s'élèvent à 9 190,69 \$.

[864] Considérant qu'il s'agit du premier dossier portant sur les normes de fiabilité obligatoires au Québec, qu'il porte sur un domaine spécialisé et complexe et qu'il implique, entre autres, l'analyse de 95 normes de fiabilité rédigées en français et en anglais et de plusieurs documents afférents, dont certains révisés à plusieurs reprises, la Régie juge qu'il est raisonnable d'octroyer à ÉLL-EBM et RTA la totalité des frais réclamés et jugés admissibles.

[865] Le tableau suivant présente les frais réclamés, les frais admissibles et les frais octroyés pour chaque intervenant dans le cadre de la phase 1.

TABLEAU 4
FRAIS DES INTERVENANTS

Intervenants	Frais réclamés (\$)	Frais admissibles (\$)	Frais octroyés (\$)
ÉLL-EBM – 2011-2013	95 582,82	94 691,42	94 691,42
RTA – 2011-2013	73 593,37	64 416,20	64 416,20
RTA - 2014	10 412,79	9 190,69	9 190,69
Total	179 588,98	168 298,31	168 298,31

[866] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ADOpte les normes de la NERC FAC-010-2.1, FAC-011-2, INT-001-3, INT-004-2, INT-006-3, IRO-001-1.1, IRO-002-2, IRO-003-2, IRO-004-2, IRO-006-5, TOP-001-1a, TOP-003-1, TOP-005-2a, TOP-006-2 et VAR-002-1b, ainsi que leur Annexe respective, dans leurs versions française et anglaise;

REJETTE la demande d'adoption des normes de la NERC MOD-010-0, MOD-012-0, PRC-004-2a, PRC-007-0, PRC-008-0, PRC-009-0, PRC-015-0, PRC-016-0.1 et PRC-018-1, ainsi que leur Annexe respective, dans leurs versions française et anglaise;

DEMANDE au Coordonnateur de déposer de nouveau, pour adoption, au plus tard le **1^{er} juin 2015**, les normes de la NERC suivantes et leur Annexe respective modifiée selon les ordonnances de la présente décision : BAL-004-0, CIP-001-2a et EOP-004-1, dans leurs versions française et anglaise;

DEMANDE au Coordonnateur de déposer de nouveau, pour adoption, dans un dossier ultérieur, au plus tard le **25 septembre 2015**, les normes de la NERC suivantes et leur Annexe respective modifiée selon les ordonnances de la présente décision : FAC-001-0, FAC-002-1, MOD-017-0.1, MOD-018-0, MOD-019-0.1, MOD-021-1, PRC-005-1b, PRC-010-0, PRC-011-0, PRC-017-0, PRC-021-1, PRC-022-1, TOP-002-2.1b, TPL-001-0.1, TPL-002-0b, TPL-003-0a et TPL-004-0, dans leurs versions française et anglaise;

DEMANDE au Coordonnateur de déposer de nouveau, pour adoption, au plus tard le **1^{er} juin 2015**, le Registre des entités visées modifié selon les ordonnances de la présente décision, dans ses versions française et anglaise;

DEMANDE au Coordonnateur de déposer de nouveau, pour adoption, au plus tard le **1^{er} juin 2015**, le Glossaire modifié selon les ordonnances de la présente décision, dans ses versions française et anglaise;

ADOpte le document « Facteurs de risque de non-conformité des normes de fiabilité », dans ses versions française et anglaise, pour les facteurs de risque applicables;

RÉSERVE sa décision sur la date d'entrée en vigueur des normes adoptées dans la présente décision;

RÉSERVE sa décision quant à la date de dépôt des versions complètes et finales des normes qu'elle adopte et de leur Annexe respective, incluant leurs dates d'adoption et d'entrée en vigueur;

OCTROIE à ÉLL-EBM et RTA les frais indiqués au tableau 4 de la présente décision;

ORDONNE au Coordonnateur d'effectuer, dans un délai de 30 jours, le paiement des frais octroyés par la présente décision à ÉLL-EBM et RTA;

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

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^{es} Carolina Rinfret et Jean-Oliver Tremblay;

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

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

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

ANNEXE 1

Statut des normes de fiabilité soumises pour adoption et tableau récapitulatif

Annexe 1 (5 pages)

M.T. _____

L. R. _____

F. G. _____

TABLEAU 1
STATUT DES NORMES DE FIABILITÉ SOUMISES POUR ADOPTION

Normes mises en vigueur (D-2014-216)	Normes retirées du dossier (R) ou non adoptées (X)	Normes remises à un dossier ultérieur*	Normes à déposer dans le présent dossier	Norme adoptée dans la présente décision	Normes adoptées (D-2012-091, D-2013-176, D-2014-048 et D-2014-216)	Normes soumises pour adoption (demande amendée)	Normes dont le contenu normatif est accepté dans la décision D-2011-068
X					X	BAL-001-0.1a	BAL-001-0a
X					X	BAL-002-1	BAL-002-0
					X	BAL-003-0.1b	BAL-003-0a
			X			BAL-004-0	BAL-004-0
					X	BAL-005-0.2b	BAL-005-0b
X					X	BAL-006-2	BAL-006-1
			X			CIP-001-2a	CIP-001-1
					X	CIP-002-1	CIP-002-1
					X	CIP-003-1	CIP-003-1
					X	CIP-004-1	CIP-004-1
					X	CIP-005-1	CIP-005-1
					X	CIP-006-1	CIP-006-1
					X	CIP-007-1	CIP-007-1
					X	CIP-008-1	CIP-008-1
					X	CIP-009-1	CIP-009-1
X					X	COM-001-1.1	COM-001-1
					X	COM-002-2	COM-002-2
X					X	EOP-001-2.1b	EOP-001-0
					X	EOP-002-3.1	EOP-002-2
					X	EOP-003-1	EOP-003-1
			X			EOP-004-1	EOP-004-1
	R**					EOP-005-2	EOP-005-1
	R**					EOP-006-2	EOP-006-1
	R					s.o.	EOP-009-0
	R**					EOP-008-1	EOP-008-0

Normes mises en vigueur (D-2014-216)	Normes retirées du dossier (R) ou non adoptées (X)	Normes remises à un dossier ultérieur*	Normes à déposer dans le présent dossier	Norme adoptée dans la présente décision	Normes adoptées (D-2012-091, D-2013-176, D-2014-048 et D-2014-216)	Normes soumises pour adoption (demande amendée)	Normes dont le contenu normatif est accepté dans la décision D-2011-068
	R					s.o.	MOD-007-0
	X					MOD-010-0	MOD-010-0
	X					MOD-012-0	MOD-012-0
					X	MOD-016-1.1	MOD-016-1
		X				MOD-017-0.1	MOD-017-0
		X				MOD-018-0	MOD-018-0
		X				MOD-019-0.1	MOD-019-0
					X	MOD-020-0	MOD-020-0
		X				MOD-021-1	MOD-021-0
	R					s.o.	NUC-001-0
X					X	PER-001-0.2	PER-001-0
					X	PER-002-0	PER-002-0
	R**					PER-003-1	PER-003-0
					X	PER-004-1	PER-004-1
					X	PRC-001-1	PRC-001-1
	X					PRC-004-2a	PRC-004-1
		X				PRC-005-1b	PRC-005-1
	X					PRC-007-0	PRC-007-0
	X					PRC-008-0	PRC-008-0
	X					PRC-009-0	PRC-009-0
		X				PRC-010-0	PRC-010-0
		X				PRC-011-0	PRC-011-0
	X					PRC-015-0	PRC-015-0
	X					PRC-016-0.1	PRC-016-0
		X				PRC-017-0	PRC-017-0
	X					PRC-018-1	PRC-018-1
		X				PRC-021-1	PRC-021-1
		X				PRC-022-1	PRC-022-1

Normes mises en vigueur (D-2014-216)	Normes retirées du dossier (R) ou non adoptées (X)	Normes remises à un dossier ultérieur**	Normes à déposer dans le présent dossier	Norme adoptée dans la présente décision	Normes adoptées (D-2012-091, D-2013-176, D-2014-048 et D-2014-216)	Normes soumises pour adoption (demande amendée)	Normes dont le contenu normatif est accepté dans la décision D-2011-068
				X		TOP-001-1a	TOP-001-1
		X				TOP-002-2.1b	TOP-002-2
				X		TOP-003-1	TOP-003-0
X					X	TOP-004-2	TOP-004-2
				X		TOP-005-2a	TOP-005-1
		X				TOP-006-2	TOP-006-1
X					X		TOP-007-0
X					X		TOP-008-1
		X				TPL-001-0.1	TPL-001-0
		X				TPL-002-0b	TPL-002-0
		X				TPL-003-0a	TPL-003-0
		X				TPL-004-0	TPL-004-0
					X	VAR-001-2	VAR-001-1
				X		VAR-002-1.1b	VAR-002-1a
12	19	18	3	14	43		Nombre de normes

* La Régie demande le dépôt de la norme et de son Annexe pour au plus tard le 25 septembre 2015.

** Normes soumises pour adoption dans le dossier R-3906-2014.

TABLEAU 2
TABLEAU RÉCAPITULATIF

Normes déposées pour adoption – Demande initiale	95
Retrait de normes – Demande amendée (NUC-001, MOD-006, MOD-007 et EOP-009)	-4
Nouvelle norme – Demande amendée (MOD-004)	1
Bilan des normes déposées pour adoption – Demande amendée	92
Normes adoptées – D-2012-091	12
Normes adoptées – D-2013-176	35*
Norme adoptées – D-2014-048	7
Norme adoptée – D-2014-216	1
Normes adoptées – présente décision	14
Total des normes adoptées**	57
Normes soumises pour examen dans le dossier R-3906-2014	6
Normes à déposer dans le présent dossier au plus tard le 1 ^{er} juin 2015	3
Normes remises à un dossier ultérieur à déposer au plus tard le 25 septembre 2015	17
Norme déjà adoptée à déposer de nouveau dans un dossier ultérieur au plus tard le 25 septembre 2015**	1
Normes non adoptées – présente décision	9
Normes mises en vigueur au 1 ^{er} avril 2015 – D-2014-216	12

* Incluant 11 normes déjà adoptées dans la décision D-2012-091 et la norme FAC-014-2 en remplacement de la norme FAC-014-1 adoptée dans la décision D-2012-091.

** La norme FAC-001-0, déjà adoptée dans la décision D-2013-176, devra être révisée et soumise de nouveau, pour adoption, dans un dossier ultérieur.