

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2015-198

R-3906-2014

9 décembre 2015

---

**PRÉSENTS :**

Marc Turgeon

Louise Rozon

Françoise Gagnon

Régisseurs

---

**Hydro-Québec**

Demanderesse

et

**Observateurs dont les noms apparaissent ci-après**

---

**Décision finale**

*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 de normes de fiabilité*



**Observateurs :**

**Énergie La Lièvre s.e.c. et Énergie renouvelable Brookfield s.e.c. (ÉLL-ÉRB);  
Rio Tinto Alcan inc. (RTA).**

## LEXIQUE

### NORMES DE FIABILITÉ :

NORME EOP	Préparation et exploitation en situation d'urgence <i>(Emergency Preparedness and Operations)</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 PER	Résultats, formation et compétence du personnel <i>(Personnel Performance, Training, and Qualifications)</i>

## 1. INTRODUCTION ET HISTORIQUE

[1] Le 14 août 2014, Hydro-Québec, par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité au Québec (le Coordonnateur), dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), pour adoption, six normes de fiabilité de la North American Electric Reliability Corporation (la NERC) et leurs annexes<sup>1</sup>, ainsi que des modifications apportées au glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité (le Glossaire).

[2] Cette demande fait suite à la décision D-2014-048 rendue le 20 mars 2014 dans le cadre du dossier R-3699-2009 Phase 1, dans laquelle la Régie constatait que les modifications apportées aux nouvelles versions de ces six normes des familles EOP, IRO, MOD et PER étaient importantes et avaient un impact dans leur application au Québec. Par conséquent, dans cette même décision, la Régie cessait l'examen de ces normes et demandait au Coordonnateur d'entreprendre un processus de consultation publique pour les nouvelles versions des six normes et de les déposer, par la suite, pour adoption, dans le cadre d'un nouveau dossier<sup>2</sup>.

[3] Le Coordonnateur dépose les versions française et anglaise des six normes pour lesquelles il demande l'adoption, ainsi que leur annexe (Annexe) respective<sup>3</sup>.

[4] Le 18 septembre 2014, le Coordonnateur dépose une preuve amendée dans laquelle, entre autres, il modifie le libellé de l'exigence E18 de la norme EOP-005-2<sup>4</sup>.

[5] Le 24 septembre 2014, la Régie publie un avis aux personnes intéressées les informant de la procédure prévue pour l'examen du dossier et les invitant à lui soumettre des observations.

[6] Le 31 octobre 2014, la Régie transmet une demande de renseignements au Coordonnateur, à laquelle il répond le 7 novembre 2014.

---

<sup>1</sup> Pièce B-0002.

<sup>2</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, décision D-2014-048, p. 41, par. 184 et 185.

<sup>3</sup> Pièce B-0011 (version française) et pièce B-0012 (version anglaise).

<sup>4</sup> Pièce B-0017 (version française).

[7] Le 13 novembre 2014, le Coordonnateur dépose une version corrigée des six normes, comprenant des modifications de nature cléricale relatives à la concordance entre les textes dans leurs versions française et anglaise. Il précise alors que ces modifications ne modifient pas la teneur des exigences des normes.

[8] Le 17 novembre 2014, ÉLL-ÉRB et RTA déposent leurs observations, auxquelles le Coordonnateur répond le 21 novembre 2014.

[9] Le 17 décembre 2014, ÉLL-ÉRB dépose une demande de paiement de frais. Le Coordonnateur commente cette demande le 19 décembre 2014 et ÉLL-ÉRB répond à ces commentaires le 22 décembre 2014.

[10] Par ailleurs, dans le cadre du dossier R-3699-2009 Phase 1, la Régie a adopté et a approuvé le Glossaire et le registre des entités visées par les normes de fiabilité (le Registre) dans sa décision D-2015-098, rendue le 23 juin 2015<sup>5</sup>.

[11] Le 25 septembre 2015, le Coordonnateur dépose pour adoption sept normes, dont la norme TOP-006-2, en suivi de la décision D-2015-059<sup>6</sup>.

[12] Dans la présente décision, la Régie traite des normes déposées pour adoption le 20 août 2014 et de la demande visant les modifications apportées au Glossaire. Elle traite également de la mise en vigueur des normes déposées.

## 2. DEMANDE ET CADRE RÉGLEMENTAIRE

[13] Le Coordonnateur dépose six normes de fiabilité de la NERC pour adoption, en vertu des articles 31 (5<sup>o</sup>), 85.2, 85.6 et 85.7 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>7</sup> (la Loi), ainsi qu'une évaluation de la pertinence et des impacts des normes déposées, tel que prévu par le même article.

---

<sup>5</sup> Décision D-2015-098, p. 20, par. 74 et p. 23, par. 86.

<sup>6</sup> Dossier R-3943-2015, pièce B-0002, norme TOP-006-2.

<sup>7</sup> RLRQ, c. R-6.01.

[14] En vertu de l'article 85.7 de la Loi, le Coordonnateur demande également que la Régie fixe la date de mise en vigueur des six normes et de leur Annexe respective qui seraient ainsi adoptées par la Régie.

[15] Enfin, le Coordonnateur demande à la Régie d'adopter les modifications au Glossaire déposées en preuve et ne prévoit aucune modification au Registre<sup>8</sup>.

### 3. NORMES DE FIABILITÉ

#### *Commentaires généraux*

[16] Le Coordonnateur dépose les six normes de la NERC énumérées ci-après, ainsi que leur Annexe respective, en suivi de la décision D-2014-048<sup>9</sup>. Ces nouvelles versions de normes ont été approuvées par la Federal Energy Regulatory Commission (la FERC) et sont « *donc obligatoires et sujettes à sanction aux États-Unis et dans d'autres provinces canadiennes*<sup>10</sup> ». Le Coordonnateur indique que l'Annexe relative à chaque norme comprend les aspects normatifs à caractère technique et administratif propres à l'Interconnexion du Québec<sup>11</sup>. La Régie examine les six normes suivantes<sup>12</sup> :

- EOP-005-2 : Remise en charge du réseau à partir des ressources à démarrage autonome;
- EOP-006-2 : Coordination de la remise en charge du réseau;
- EOP-008-1 : Perte de fonctionnalité d'un centre de contrôle;

---

<sup>8</sup> Pièce B-0004, p. 7.

<sup>9</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, décision D-2014-048, p. 41, par. 184 et 185.

<sup>10</sup> Pièce B-0004, p. 6.

<sup>11</sup> Pièce B-0004, p. 7.

<sup>12</sup> Pièce B-0024, normes révisées EOP-005-2, EOP-006-2, EOP-008-1, IRO-005-3.1a, MOD-004-1 et PER-003-1.

- IRO-005-3.1a : Coordination de la fiabilité – Exploitation de la journée en cours;
- MOD-004-1 : Marge de partage de capacité;
- PER-003-1 : Titres de compétence du personnel d'exploitation.

[17] Le Coordonnateur soumet que ces nouvelles versions de normes « *ont pour objectif d'assurer une cohérence et un traitement équitable des entités visées par ces normes de part et d'autre de la frontière des provinces et des pays, dans l'application des normes de fiabilité et la surveillance de la conformité à ces normes* »<sup>13</sup>.

[18] En suivi de la décision D-2014-048, le Coordonnateur tient une consultation publique portant sur les normes faisant l'objet de la présente demande, selon le processus décrit à l'annexe de la décision D-2011-139<sup>14</sup>. Conformément à ce processus, le Coordonnateur dépose au dossier un sommaire des commentaires reçus lors de la consultation publique ainsi que les réponses fournies<sup>15</sup>.

[19] Le Coordonnateur évalue la pertinence des normes déposées « *en fonction du maintien de la fiabilité de l'Interconnexion du Québec* »<sup>16</sup>. Ainsi, il est d'avis que les normes proposées sont pertinentes et nécessaires et qu'elles contribueront au maintien de la fiabilité de l'Interconnexion du Québec et, par le fait même, des réseaux interconnectés. Il ajoute que l'adoption des normes déposées favorisera l'harmonisation des pratiques entre le Québec, les provinces voisines et les États-Unis<sup>17</sup>.

[20] Par ailleurs, le Coordonnateur précise qu'il a présenté, dans le cadre de la consultation publique, une évaluation préliminaire des impacts des normes sur les activités des entités visées par la détermination des niveaux « Faible », « Modéré » et « Élevé » afin de qualifier, selon son évaluation, l'impact de l'implantation, du maintien et du suivi de la conformité des normes au Québec<sup>18</sup>.

---

<sup>13</sup> Pièce B-0004, p. 6.

<sup>14</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1.

<sup>15</sup> Pièce B-0010.

<sup>16</sup> Pièce B-0004, p. 8 et 9.

<sup>17</sup> Pièce B-0004, p. 9.

<sup>18</sup> *Ibid.*



[21] Le Coordonnateur note qu'aucune entité n'a formulé de commentaires sur l'évaluation qu'il a fournie lors de la consultation publique<sup>19</sup>.

[22] Dans le présent dossier, le Coordonnateur présente une évaluation monétaire de l'impact de l'application des normes au Québec. Cette évaluation intègre les évaluations fournies par les entités au terme de la période de consultation publique. Hydro-Québec Production (HQP) et Hydro-Québec TransÉnergie (HQT) sont les seules entités à avoir fourni une évaluation monétaire de l'impact des normes sur leurs activités<sup>20</sup>.

[23] Le Coordonnateur conclut en rappelant que les normes et leur Annexe respective sont essentielles et pertinentes à l'atteinte de ses objectifs « *notamment en matière de fiabilité, de maintien de l'équilibre offre-demande et de qualité et de disponibilité des services de transport d'électricité au Québec* »<sup>21</sup>.

***EOP-005-2 – Remise en charge du réseau à partir des ressources à démarrage autonome***

[24] Tel que libellé à la section « Objet » de la norme EOP-005-2, l'objectif de cette norme est de « *[d]onner l'assurance que les plans, les installations et le personnel sont prêts pour la remise en charge du réseau à partir de ressources à démarrage autonome de telle sorte que la fiabilité est maintenue pendant la remise en charge et que la priorité est donnée au rétablissement de l'Interconnexion* »<sup>22</sup>.

[25] Cette norme est applicable aux entités qui remplissent les fonctions suivantes :

- *exploitants de réseau de transport (TOP);*
- *exploitants d'installation de production (GOP);*
- *propriétaires d'installation de transport (TO) désignés dans le plan de remise en charge de l'exploitant de réseau de transport;*
- *distributeurs (DP) désignés dans le plan de remise en charge de l'exploitant de réseau de transport.*

---

<sup>19</sup> Pièce B-0004, p. 9.

<sup>20</sup> *Ibid.*

<sup>21</sup> Pièce B-0004, p. 11.

<sup>22</sup> Pièce B-0011, norme EOP-005-2.

[26] Le Coordonnateur fait valoir que la norme EOP-005-2, tout comme la norme EOP-006-2, traite des plans de remise en charge du réseau à la suite d'une panne majeure d'une partie ou de la totalité du *système de production-transport d'électricité*.

[27] La norme EOP-005-2 encadre, notamment, les exigences relatives au plan de remise en charge du réseau des *exploitants de réseau de transport* (TOP) (le Plan de remise en charge) ainsi que les obligations des entités y participant.

[28] Selon l'évaluation préliminaire du Coordonnateur, l'impact de la norme EOP-005-2 au Québec est qualifié de « Modéré » pour l'implantation, le maintien et le suivi de la conformité. Seules HQP et HQT ont transmis au Coordonnateur, lors de la consultation publique, l'évaluation monétaire finale des impacts de cette norme sur leurs activités. Celle-ci s'élève au montant total de 28 140 \$ pour l'implantation et à 86 134 \$/an pour le maintien et le suivi de la conformité de la norme<sup>23</sup>.

[29] Cette norme prévoit 18 exigences dont 10 visent expressément les TOP et leurs Plans de remise en charge.

[30] La Régie traite ci-après plus spécifiquement des exigences E3 et E18.

### ***Exigence E3***

[31] L'exigence E3 de la norme EOP-005-2, qui ne fait l'objet d'aucune disposition particulière à l'Annexe de la norme, traite de la mise à jour et de la diffusion des Plans de remise en charge des *exploitants de réseau de transport* (TOP) et se lit comme suit :

*« E3. Chaque exploitant de réseau de transport doit, annuellement, revoir son plan de remise en charge et le soumettre à son coordonnateur de la fiabilité, selon un calendrier préétabli d'un commun accord. [Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]*

*E3.1. S'il n'y a pas de changement au plan de remise en charge soumis précédemment, l'exploitant de réseau de transport doit confirmer annuellement à son coordonnateur de la fiabilité, selon un calendrier préétabli, qu'il a revu*

---

<sup>23</sup> Pièce B-0005, p. 4 et 5.

*son plan de remise en charge et qu'aucun changement n'était nécessaire. (Retrait approuvé par la FERC effectif le 21 janvier 2014.) »<sup>24</sup>.*

[nous soulignons]

[32] Il est fait mention à l'exigence E3.1 que la FERC a approuvé le retrait de cette exigence (le Retrait) et qu'il est effectif depuis le 21 janvier 2014.

[33] À l'« Historique des versions », il est précisé que la norme EOP-005-2 a d'abord été approuvée par la FERC le 17 mars 2011, puis mise en vigueur le 23 mai 2011. Il est également précisé que le Retrait a été approuvé dans un premier temps par la NERC, le 7 février 2013, puis par la FERC, le 21 novembre 2013. La Régie reproduit le texte codifiant l'approbation du Retrait par la NERC :

*« E3.1 et les éléments associés approuvés par le conseil d'administration de la NERC pour retrait dans le cadre du projet « Paragraph 81 (Project 2013-02) » après l'approbation réglementaire applicable »<sup>25</sup>. [nous soulignons]*

[34] La Régie note que le Retrait a été approuvé par la NERC et par la FERC et que les mentions du Retrait et de son approbation par la FERC font partie intégrante du texte de la norme de la NERC soumise pour adoption par la Régie pour son application au Québec.

[35] Questionné par la Régie, le Coordonnateur confirme que l'exigence E3.1 n'est pas applicable au Québec puisqu'elle est retirée de la norme EOP-005-2<sup>26</sup> et qu'aucune disposition particulière n'est requise. Il soumet la justification suivante :

*« R1.2 Le Coordonnateur dépose les normes de la NERC de façon intégrale et propose des dispositions particulières à l'intérieur des annexes Québec lorsque des spécificités techniques ou administratives propres au Québec existent. Par ce fait, il propose également l'adoption des retraits d'exigence approuvés par la FERC. Le Coordonnateur est donc d'avis qu'aucune disposition particulière n'est nécessaire pour ce cas »<sup>27</sup>.*

---

<sup>24</sup> Pièce B-0024, norme EOP-005-2.

<sup>25</sup> *Ibid.*

<sup>26</sup> Pièce B-0021, p. 3, R1.1.

<sup>27</sup> Pièce B-0021, p. 3, R1.2.

[36] La Régie est satisfaite de la clarification apportée par le Coordonnateur précisant que l'exigence E3.1 n'est pas applicable au Québec. Elle est également satisfaite de la justification fournie par le Coordonnateur selon laquelle le retrait de l'exigence E3.1 n'est pas une spécificité technique ou administrative propre au Québec, puisqu'il est effectif aux États-Unis depuis le 21 janvier 2014. Par conséquent, la Régie partage l'avis du Coordonnateur concluant qu'aucune disposition particulière relative au retrait de l'exigence E3.1 n'est requise à l'Annexe de la norme EOP-005-2.

### ***Exigence E18***

[37] Plusieurs exigences de la norme EOP-005-2 visent, entre autres, les *exploitants d'installation de production (GOP) ayant une ressource à démarrage autonome*<sup>28</sup> et seule l'exigence E18 vise les GOP sans restriction quant à la possession ou non de *ressource à démarrage autonome*.

[38] Telles que déposées par le Coordonnateur dans le cadre de l'examen du dossier R-3699-2009 ayant mené à la décision D-2014-048, l'exigence E18 et la disposition particulière correspondante dans l'Annexe de la norme se lisent comme suit :

*« E18. Chaque exploitant d'installation de production doit participer aux entraînements, aux exercices, ou aux simulations de remise en charge du coordonnateur de la fiabilité. [...] ».*

*« Disposition particulière applicable à l'exigence E18 :*

*Seuls les exploitants d'installation de production ayant une ressource à démarrage autonome sont visés par l'exigence E18 »<sup>29</sup>.*

[39] L'exigence E18 de la norme EOP-005-2 est traitée dans la décision D-2014-048 et la Régie s'y est prononcée comme suit :

*« [186] Par ailleurs, la Régie souligne que, dans la version révisée de la norme EOP-005-2 déposée le 11 juillet 2013 et dans celle déposée en audience le 10 octobre 2013, le Coordonnateur a omis, à l'exigence E18 du texte de la norme en français, la référence à des activités de remise en charge « tel que*

---

<sup>28</sup> Pièce B-0024, norme EOP-005-2.

<sup>29</sup> Dossier R-3699-2009, pièce B-128, HQCMÉ-11, document 2.1.

*requis par le Coordonnateur », conformément au texte original de la norme de la NERC. De plus, pour cette même norme, la Régie s'attend à ce que le Coordonnateur élabore davantage sur la justification évoquée au soutien de l'ajout d'une disposition particulière dans l'Annexe de la norme EOP-005-2 relativement à l'exigence E18, tel que proposé par RTA, à l'effet qu'il s'agirait, selon le Coordonnateur, d'un oubli ou d'une omission de la NERC »<sup>30</sup>. [notes de bas de page omises] [nous soulignons]*

[40] Le texte de l'exigence E18, tel que soumis initialement dans le présent dossier, se lit comme suit, dans ses versions française et anglaise :

*« E18. Chaque exploitant d'installation de production doit participer aux entraînements, aux exercices, ou aux simulations de remise en charge du coordonnateur de la fiabilité. [Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon de temps : planification de l'exploitation] ».*

*« R18. Each Generator Operator shall participate in the Reliability Coordinator's restoration drills, exercises, or simulations as requested by the Reliability Coordinator. [Violation Risk Factor = Medium] [Time Horizon = Operations Planning] »<sup>31</sup>.*

[41] Dans les versions révisées des normes en français, soumises les 18 septembre et 13 novembre 2014, l'exigence E18 se lit comme suit :

*« E18. Chaque exploitant d'installation de production doit participer aux entraînements, aux exercices, ou aux simulations de remise en charge du coordonnateur de la fiabilité tel que requis par le coordonnateur de la fiabilité. [Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon de temps : planification de l'exploitation] »<sup>32</sup>. [nous soulignons]*

[42] La Régie est satisfaite de l'ajout du libellé ci-dessus souligné dans la version révisée de la norme, en ce qu'il est conforme au suivi requis par la décision D-2014-048.

---

<sup>30</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, décision D-2014-048, p. 41.

<sup>31</sup> Pièces B-0011 et B-0012.

<sup>32</sup> Pièces B-0017 et B-0024, norme EOP-005-2.

[43] Par ailleurs, en ce qui a trait à la disposition particulière de l'Annexe qui figurait dans la version déposée dans le cadre du dossier R-3699-2009, la Régie note que cette disposition<sup>33</sup> n'a pas été reconduite dans les versions déposées dans le présent dossier.

[44] À cet égard, le Coordonnateur précise ce qui suit :

*« [...] Il est important de noter que les exigences E14 à E17 spécifient que seuls les GOP qui ont des ressources à démarrage autonome sont visés. Une ressource à démarrage autonome est définie comme un groupe de production qui a la capacité de redémarrer sans un apport électrique externe en cas de panne et qui est inclus au plan de remise en charge du TOP. Conséquemment, seuls les GOP qui ont un ou des groupes de production identifiés au plan de remise en charge du TOP sont visés par les exigences E14 à E17. Les groupes de production reconnus comme ressources à démarrage autonome sont également identifiés au Registre des entités visées.*

*Par ailleurs, l'exigence E18 a été écrite de façon générale dans le but de laisser la latitude nécessaire au coordonnateur de la fiabilité (RC) qui, dans l'application de l'exigence E10 de la norme EOP-006, doit inclure les GOP à ses exercices de remise en charge qu'ils aient ou non des ressources à démarrage autonome. De façon réciproque, l'exigence E18 demande donc au GOP de participer aux exercices tel que requis par le RC. Cependant, l'exigence E10 de la norme EOP-006 spécifie tout de même que le RC doit exiger la participation des GOP qui sont inclus au plan de remise en charge du TOP. Il n'est donc pas prévu que le RC exige la participation de GOP qui ne sont pas impliqués dans le plan de remise en charge.*

*Pour ces raisons, seule Hydro-Québec TransÉnergie dans ses fonctions de RC, TOP et TO, et seule Hydro-Québec Production dans sa fonction de GOP sont visées par les normes EOP-005-2 et EOP-006-2 au Québec. [...] »<sup>34</sup>.*

[nous soulignons]

---

<sup>33</sup> Paragraphe 38 de la présente décision.

<sup>34</sup> Pièce B-0005, p. 3.

[45] Le Coordonnateur commente l'opportunité de prévoir une disposition particulière relative à l'exigence E18 dans l'Annexe de la norme EOP-005-2 codifiant l'exclusion des *exploitants d'installation de production (GOP) « ne possédant pas d'actifs de remise en charge »* de la participation aux entraînements, aux exercices ou aux simulations de remise en charge :

*« L'exigence E18 a été rédigée par la NERC et approuvée par la FERC sans la mention « ayant des ressources à démarrage autonome » pour laisser la latitude au coordonnateur de la fiabilité d'exiger la participation aux entraînements ou exercices des entités qui, sans posséder d'actifs inclus au plan de remise en charge du TOP, pourraient avoir à coordonner la poursuite de la remise en charge ou la synchronisation d'installations non incluses au plan de remise en charge avec le réseau sous la responsabilité du TOP. Le Coordonnateur est d'avis que l'exigence ne nécessite aucune disposition particulière d'application puisque aucune différence technique propre au Québec ne le justifie »<sup>35</sup>.*

[nous soulignons]

[46] Dans ses observations, ÉLL-ÉRB s'exprime comme suit et soumet ce que l'Annexe de la norme EOP-005-2 devrait préciser :

*« [...] la nature organisationnelle de l'industrie de l'électricité au Québec fait en sorte que dans l'application de cette norme, seul Hydro-Québec, de par ses divisions TransÉnergie et Production, sera visé.*

*Aussi, compte tenu de l'incertitude liée à l'application de l'exigence E18 comme soulevée par la Régie dans sa demande de renseignements (HQCMÉ-3, document 1, pages 4 et 5), nous croyons que l'Annexe Québec devrait préciser qu'actuellement, le Coordonnateur de la fiabilité n'exige pas la participation de GOP qui ne sont pas impliqués dans le plan de remise en charge du réseau tel qu'indiqué à la pièce HQCMÉ-3, document 1, page 4 »<sup>36</sup>. [nous soulignons]*

[47] Dans le même ordre d'idée, dans ses observations, RTA demande :

*« [...] qu'une disposition particulière soit ajoutée à l'Annexe QC-EOP-005-2 afin de spécifier que seuls les GOP ayant des groupes à démarrage autonome ont*

---

<sup>35</sup> Pièce B-0021, p. 5, R2.1.

<sup>36</sup> Pièce D-0001, p. 2.

*l'obligation de participer aux entraînements, aux exercices ou aux simulations de remise en charge du Coordonnateur. [...] »<sup>37</sup>. [nous soulignons]*

[48] RTA rappelle que cette demande avait été soumise dans le cadre du dossier R-3699-2009 et que le Coordonnateur y a donné suite en codifiant dans l'Annexe de la norme EOP-005-2 une disposition particulière précisant que seuls les *exploitants d'installation de production* (GOP) ayant une *ressource à démarrage autonome* sont visés par l'exigence E18<sup>38</sup>.

[49] RTA constate que, selon la présente proposition, elle serait susceptible de participer, à la demande du Coordonnateur, à des entraînements, exercices ou simulations et, ce faisant, se verrait dans l'obligation d'engager des frais et de maintenir disponibles des ressources inutilement, sans être pour autant visée par la norme. Elle soumet également que « [I]’*exigence E18 ne comporte aucun élément discrétionnaire pour accorder au Coordonnateur la prérogative ou latitude demandée [...] »<sup>39</sup> et que :*

*« [...] la Régie ne peut permettre, dans notre système, l'introduction de critères discrétionnaires et aléatoires. [...] les normes doivent demeurer objectives pour les entités visées, tant dans leur portée que dans leur application »<sup>40</sup>.*

[50] Dans ses réponses aux observations déposées, le Coordonnateur réitère sa position à l'effet que l'exigence E18 de la norme EOP-005-2 ne nécessite aucune disposition particulière<sup>41</sup>.

[51] Aux observations d'ÉLL-ÉRB, il répond, entre autres, comme suit :

*« Présentement seules les divisions TransÉnergie et Production d'Hydro-Québec sont visées par cette norme, tel que l'indique la pièce HQCMÉ-1, Document 2 (page 1). Cependant, cet état de fait pourrait être sujet à des changements éventuels. En effet, le contexte des activités touchant la fiabilité du transport de l'électricité est évolutif et les changements qui affectent les entités (changements de raison sociale, de fonctions, nouvelles installations ou activités) sont*

<sup>37</sup> Pièce D-0003, p. 5 et 6, par. 29.

<sup>38</sup> Pièce D-0003, p. 3 et 4, par. 15 et 16.

<sup>39</sup> Pièce D-0003, p. 5, par. 23 à 26.

<sup>40</sup> Pièce D-0003, p. 5, par. 28.

<sup>41</sup> Pièce B-0025, p. 3 et 4.



indéniables. C'est pourquoi, le Coordonnateur s'oppose à l'inclusion de dispositions particulières visant à exempter des entités de façon systématique.

*Le Coordonnateur précise aussi que la norme EOP-005-2 inclut déjà les dispositions visant à inclure seulement les entités nécessaires à l'accomplissement de l'objectif.*

*Enfin, le Coordonnateur réitère également sa position exprimée aux réponses R2.1 et R2.2 de la pièce HQCMÉ-3, Document 1, à l'effet que l'exigence E18 de la norme EOP-005-2 ne nécessite aucune disposition particulière »<sup>42</sup>.*

[nous soulignons]

[52] En réponse aux observations de RTA, le Coordonnateur confirme, entre autres, que RTA devrait participer à des entraînements, exercices ou simulations de remise en charge, à la demande du Coordonnateur, afin de se conformer à l'exigence E18 :

*« Le Coordonnateur réitère sa position exprimée aux réponses R2.1 et R2.2 de la pièce HQCMÉ-3, Document 1, à l'effet que l'exigence E18 de la norme EOP-005-2 ne nécessite aucune disposition particulière.*

*Par ailleurs, il est à noter que l'exigence E18 doit être lue telle qu'elle est rédigée; c'est-à-dire en tenant compte de la mention « tel que requis par le coordonnateur de la fiabilité ». Si le Coordonnateur devait inviter RTA à un entraînement, un exercice ou une simulation, RTA devrait y participer pour se conformer à l'exigence E18 qui a spécifiquement été rédigée pour donner la latitude nécessaire au coordonnateur de la fiabilité lui permettant d'exercer pleinement son rôle. Si le Coordonnateur juge que la participation d'un exploitant d'installation de production est requise, ce dernier devra y participer en respect de la norme EOP-005-2. Bien qu'il ne soit pas prévu d'exiger la participation de RTA, et bien que celui-ci ne soit pas un acteur de premier plan quant à la remise en charge de l'Interconnexion du Québec, sa participation à un exercice pourrait être bénéfique pour ses propres opérations en préparation à une telle situation »<sup>43</sup>. [nous soulignons]*

---

<sup>42</sup> Pièce B-0025, p. 3.

<sup>43</sup> Pièce B-0025, p. 4.

[53] La Régie retient des observations soumises, d'une part, qu'en l'absence d'une disposition particulière, l'application de l'exigence E18 aux *exploitants d'installation de production* (GOP) qui ne possèdent pas d'actif identifié au Plan de remise en charge ou qui ne possèdent pas de *ressource à démarrage autonome* est incertaine et discrétionnaire et, d'autre part, qu'une telle obligation serait sujette à causer l'engagement de frais et à maintenir disponibles des ressources inutilement.

[54] Quant au Plan de remise en charge, la Régie note que, selon le Coordonnateur, bien que RTA ne soit pas un « *acteur de premier plan quant à la remise en charge de l'Interconnexion du Québec* » et qu'il ne soit pas prévu d'exiger sa participation aux entraînements, une telle participation pourrait être bénéfique pour ses propres opérations en préparation à une telle situation<sup>44</sup>.

[55] La Régie rappelle la définition de l'expression *ressource à démarrage autonome* à laquelle réfère le Coordonnateur dans ses réponses à la Régie ainsi qu'à ÉLL-ÉRB et RTA, telle que libellée dans le Glossaire :

« *Ressource à démarrage autonome*

*Un groupe de production, et son ensemble d'équipements associés, qui a la capacité d'être démarré sans contribution du réseau ou qui est conçu pour demeurer alimenté sans raccordement au reste du réseau, avec la capacité d'alimenter une barre, et respectant les besoins en capacité de puissance active et réactive, et en réglage de la fréquence et de la tension du plan de remise en charge de l'exploitant de réseau de transport et qui a été inclu au plan de remise en charge de l'exploitant de réseau de transport »<sup>45</sup>. [nous soulignons]*

[56] En ce qui a trait à la pertinence de prévoir une disposition particulière limitant l'applicabilité de l'exigence E18 aux *exploitants d'installation de production* (GOP) ayant une *ressource à démarrage autonome*, tel que proposé dans le cadre du dossier R-3699-2009, la Régie retient la justification fournie par le Coordonnateur et citée précédemment<sup>46</sup>. À cet égard, l'exigence E18 de la norme EOP-005-2 est liée à l'exigence E10 de la norme EOP-006-2, laquelle réfère spécifiquement, entre autres, aux *exploitants d'installation de production* (GOP) identifiés dans le Plan de remise en charge comme

<sup>44</sup> Pièce B-0025, p. 4.

<sup>45</sup> Pièce B-0013, p. 1.

<sup>46</sup> Paragraphe 44 de la présente décision.

participants à un entraînement, un exercice ou une simulation de réseau (les Exercices). La Régie reproduit ci-après les exigences E10 et E10.1 de la norme EOP-006-2 :

*« E10. Chaque coordonnateur de la fiabilité doit procéder à deux entraînements, exercices ou simulations de remise en charge du réseau par année civile, lesquels doivent inclure la participation des exploitants de réseau de transport et des exploitants d'installation de production concernés par l'entraînement, l'exercice ou la simulation en cours. [Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]*

*E10.1. Chaque coordonnateur de la fiabilité doit demander à chaque exploitant de réseau de transport identifié dans son plan de remise en charge et à chaque exploitant d'installation de production identifié dans les plans de remise en charge des exploitants de réseau de transport de participer à un entraînement, un exercice ou à une simulation au moins toutes les deux années civiles »<sup>47</sup>. [nous soulignons]*

[57] La Régie rappelle la réponse du Coordonnateur à sa demande de renseignements portant spécifiquement sur l'exclusion de l'application de l'exigence E18 des *exploitants d'installation de production (GOP) « ne possédant pas d'actifs de remise en charge »* :

*« Demandes :*

*2.1 Veuillez commenter l'opportunité de prévoir une disposition particulière relative à l'exigence E18 codifiant l'exclusion des GOP ne possédant pas d'actifs de remise en charge à la participation « aux entraînements, aux exercices, ou aux simulations de remise en charge du coordonnateur de la fiabilité ».*

*R2.1 L'exigence E18 a été rédigée par la NERC et approuvée par la FERC sans la mention « ayant des ressources à démarrage autonome » pour laisser la latitude au coordonnateur de la fiabilité d'exiger la participation aux entraînements ou exercices des entités qui, sans posséder d'actifs inclus au plan de remise en charge du TOP, pourraient avoir à coordonner la poursuite de la remise en charge ou la synchronisation d'installations non incluses au plan de remise en charge avec le réseau sous la responsabilité du TOP. Le Coordonnateur est d'avis que l'exigence ne nécessite aucune disposition*

---

<sup>47</sup> Pièce B-0024, norme EOP-006-2.

*particulière d'application puisqu'aucune différence technique propre au Québec ne le justifie* »<sup>48</sup>. [nous soulignons]

[58] La Régie comprend de cette réponse que l'objectif de l'exigence E18 serait de pouvoir imposer au GOP ne possédant pas d'installations de production requises pour la remise en charge et, de ce fait, non identifiée au Plan de remise en charge, de participer aux Exercices relatifs à ce plan.

[59] Dans ce contexte, la Régie est d'avis que la participation aux Exercices, sujette à engendrer des coûts, dans le contexte où le non-respect de l'exigence E18 est passible de sanction, est déraisonnable et va au-delà de l'exigence E10.1 de la norme EOP-006-2 à laquelle l'exigence E18 de la norme EOP-005-2 est liée.

[60] Le Coordonnateur réfère à la NERC et à la FERC dans sa réponse citée précédemment. La Régie reproduit le paragraphe suivant de la preuve déposée par la NERC à la FERC à cet égard :

*« The proposed set of Reliability Standards, EOP-005-2 and EOP-006-2, are intended to ensure that a set of coordinated plans are in place and that facilities and personnel are prepared to engage in system restoration using designated Blackstart Resources. During the implementation of the system restoration plan activities, the responsible entities are required to focus on maintaining reliability while restoring the interconnection. The proposed standards apply to Transmission Operators, Generator Operators, Reliability Coordinators, Transmission Owners and Distribution Providers specifically identified in the Transmission Operator's restoration plan »*<sup>49</sup>. [notes de bas de page omises]  
[nous soulignons]

[61] La Régie reproduit également le paragraphe suivant extrait de l'ordonnance de la FERC relative à la demande d'approbation des normes EOP-005-2 et EOP-006-2 soumise par la NERC et à laquelle réfère le Coordonnateur<sup>50</sup> :

---

<sup>48</sup> Pièce B-0021, p. 5, R2.1.

<sup>49</sup> FERC Docket N° RM10-16-000, demande de la NERC, « North American Electric Reliability Corp., Dec. 31, 2009 Petition for Approval of Three Emergency Preparedness and Operations Reliability Standards and One New Glossary Term and for Retirement of Five Existing Reliability Standards and One Glossary Term [...] », p. 4.

<sup>50</sup> Pièce B-0004, p. 5.

« 13. Proposed Reliability Standard EOP-005-2 contains eighteen requirements for the stated purpose of ensuring that plans, facilities, and personnel are prepared to enable system restoration from Blackstart Resources, and to ensure reliability is maintained during restoration and priority is placed on restoring the Interconnection. The proposed Reliability Standard applies to transmission operators, generation operators, and transmission owners and distribution providers identified in the transmission operator's restoration plan [...] »<sup>51</sup>.  
[notes de bas de page omises] [nous soulignons]

[62] Pour ces raisons, la Régie est d'avis que la latitude recherchée par le Coordonnateur<sup>52</sup> dans le libellé de l'exigence E18 de la norme EOP-005-2 doit être limitée aux *exploitants d'installation de production* (GOP) dont les installations sont requises pour la remise en charge et, conséquemment, identifiées au Plan de remise en charge, qu'elles possèdent ou non des groupes à démarrage autonome.

[63] Par conséquent, puisque la Régie est d'avis que le libellé actuel de l'exigence E18 fait en sorte qu'elle vise tout GOP, que ses installations soient requises pour la remise en charge ou non (identifiées ou pas dans le Plan de remise en charge), elle conclut qu'il y a lieu d'en préciser l'application.

[64] La Régie note également que, pour le moment, seules HQT dans ses fonctions de *coordonnateur de la fiabilité* (RC), d'*exploitant de réseau de transport* (TOP) et de *propriétaire d'installation de transport* (TO), et HQP dans sa fonction d'*exploitant d'installation de production* (GOP) sont visées par les normes EOP-005-2 et EOP-006-2 au Québec et que, de plus, il n'est pas prévu que le Coordonnateur exige la participation de GOP qui ne sont pas identifiés au Plan de remise en charge<sup>53</sup>.

[65] À cet égard, la Régie prend acte de l'affirmation du Coordonnateur à l'effet que seules HQT et HQP sont visées par la norme EOP-005-2 et que cet état de fait pourrait être sujet à des changements éventuels. Elle comprend qu'afin de satisfaire aux exigences relatives au Plan de remise en charge selon la norme EOP-005-2, d'autres installations d'entités pourraient y être inscrites et, par conséquent, être sujettes à respecter l'exigence E18 de cette norme.

---

<sup>51</sup> FERC Docket N°RM10-16-000, ordonnance N° 749, [134 FERC 61, 215], p. 8 et 9.

<sup>52</sup> Pièce B-0005, p. 3.

<sup>53</sup> Pièce B-0025, p. 4.

[66] En conséquence, la Régie demande au Coordonnateur de codifier à l'Annexe de la norme EOP-005-2 la disposition particulière suivante, applicable à l'exigence E18, afin de tenir compte de ce qui précède :

**Disposition particulière applicable à l'exigence E18 :**

*Seuls les exploitants d'installation de production requise pour la remise en charge du réseau et identifiée au plan de remise en charge de l'exploitant de réseau de transport, sont visés par l'exigence E18.*

**Specific provision applicable to requirement R18 :**

*Only Generator Operators with facilities required for system restoration, and identified in the Transmission Operator restoration plan, are subject to requirement R18.*

[67] Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur de déposer la norme EOP-005-2 et son Annexe ainsi modifiée, dans leurs versions française et anglaise, au plus tard le 23 décembre 2015.

***EOP-006-2 : Coordination de la remise en charge du réseau***

[68] Tel que libellé à la section « Objet » de la norme EOP-006-2, l'objectif de cette norme est de « [d]onner l'assurance que des plans sont établis et que le personnel est prêt pour permettre une coordination efficace du processus de remise en charge du réseau afin d'assurer que la fiabilité est maintenue pendant la remise en charge et que la priorité est donnée au rétablissement de l'Interconnexion »<sup>54</sup>.

[69] Les entités visées par cette norme sont les *coordonnateurs de la fiabilité (RC)*<sup>55</sup>.

---

<sup>54</sup> Pièce B-0024, norme EOP-006-2.

<sup>55</sup> *Ibid.* et pièce B-0004, p. 3.

[70] Le Coordonnateur fait valoir que la norme EOP-006-2 permet d'assurer la coordination des plans établis afin d'atténuer les effets de pannes éventuelles. Tout comme la norme EOP-005-2, la norme EOP-006-2 donne l'assurance que les entités visées connaissent bien leurs rôles et responsabilités afin d'éviter toute confusion et, ainsi, remettre en charge le réseau de façon sécuritaire dans les meilleurs délais<sup>56</sup>.

[71] L'évaluation préliminaire de l'impact de la norme EOP-006-2 au Québec le qualifie de « Modéré » pour l'implantation et le maintien de la norme ainsi que pour le suivi de la conformité<sup>57</sup>. Selon la preuve au dossier, l'évaluation monétaire finale de cet impact sur les activités du Coordonnateur, fournie par HQT<sup>58</sup>, est de 3 426 \$/an pour le maintien et le suivi de la conformité de la norme. Le Coordonnateur indique qu'il s'agit d'une pratique normale de l'industrie, déjà en place dans ses activités<sup>59</sup>.

[72] La Régie reconnaît que la norme EOP-006-2, nécessaire pour le maintien de la fiabilité de l'Interconnexion du Québec, aura un impact sur les activités du Coordonnateur.

[73] À la suite de son examen, la Régie est satisfaite des textes proposés pour la norme ainsi que son Annexe, dans ses versions française et anglaise. Elle est également satisfaite du niveau de concordance des textes soumis en français et en anglais, aux fins de la présente décision.

[74] **Par conséquent, la Régie adopte la norme de la NERC EOP-006-2 ainsi que son Annexe, telles que proposées par le Coordonnateur, dans leurs versions française et anglaise.**

### ***EOP-008-1 : Perte de fonctionnalité d'un centre de contrôle***

[75] Tel que libellé à la section « Objet » de la norme EOP-008-1, l'objectif de cette norme est d'« [a]ssurer la continuité de l'exploitation fiable du système de production-transport d'électricité (BES) dans le cas où un centre de contrôle devient inutilisable »<sup>60</sup>.

---

<sup>56</sup> Pièce B-0005, p. 1.

<sup>57</sup> Pièce B-0005, p. 4.

<sup>58</sup> Pièce B-0005, p. 5.

<sup>59</sup> *Ibid.*

<sup>60</sup> Pièce B-0024, norme EOP-008-1.

[76] Les entités visées par cette norme sont les *coordonnateurs de la fiabilité* (RC), les *exploitants de réseau de transport* (TOP) et les *responsables de l'équilibrage* (BA)<sup>61</sup>. Le Coordonnateur indique que seule la direction Contrôle des mouvements d'énergie d'HQT (CMÉ) est visée par cette norme<sup>62</sup>.

[77] Le Coordonnateur fait valoir que la norme EOP-008-1 encadre les exigences relatives à la disponibilité d'un centre de contrôle de relève afin d'assurer l'exploitation fiable du *système de production-transport d'électricité* (BES) dans le cas où un centre de contrôle principal devient inutilisable. À cet égard, la norme prévoit, entre autres, la tenue d'un plan d'exploitation à jour pour toute la fonctionnalité de relève ainsi que la transition entre la perte simultanée de fonctionnalité du centre de contrôle principal<sup>63</sup>.

[78] L'évaluation préliminaire de l'impact de la norme EOP-008-1 au Québec le qualifie de « Modéré » pour l'implantation et le maintien de la norme ainsi que le suivi de la conformité<sup>64</sup>. Selon la preuve au dossier, l'évaluation monétaire finale de cet impact sur les activités du Coordonnateur, fournie par HQT<sup>65</sup>, est de 2 982 \$/an pour le maintien et le suivi de la conformité de la norme. Le Coordonnateur indique qu'il s'agit d'une pratique normale de l'industrie, déjà en place dans ses activités<sup>66</sup>.

[79] La Régie reconnaît que la norme EOP-008-1 est nécessaire pour le maintien de la fiabilité de l'Interconnexion du Québec, en ce qu'elle encadre des pratiques permettant d'assurer une plus grande disponibilité des outils essentiels au maintien de la fiabilité. Elle reconnaît également que l'application de cette norme aura un impact sur les activités de la direction CMÉ.

[80] À la suite de son examen, la Régie est satisfaite des textes proposés pour la norme ainsi que pour son Annexe, dans ses versions française et anglaise. Elle est également satisfaite du niveau de concordance des textes soumis en français et en anglais, aux fins de la présente décision.

---

<sup>61</sup> Pièce B-0024, norme EOP-008-1 et pièce B-0006, p. 1.

<sup>62</sup> Pièce B-0006, p. 1.

<sup>63</sup> *Ibid.*

<sup>64</sup> Pièce B-0006, p. 2.

<sup>65</sup> Pièce B-0006, p. 3.

<sup>66</sup> *Ibid.*



[81] **Par conséquent, la Régie adopte la norme de la NERC EOP-008-1 ainsi que son Annexe, telles que proposées par le Coordonnateur, dans leurs versions française et anglaise.**

***IRO-005-3.1a : Coordination de la fiabilité – Exploitation de la journée en cours***

[82] Tel que libellé à la section « Objet » de la norme IRO-005-3.1a, l'objectif de cette norme est le suivant :

*« Le coordonnateur de la fiabilité doit connaître en tout temps les conditions dans sa zone de fiabilité et intégrer cette information dans ses évaluations de fiabilité. Le coordonnateur de la fiabilité doit surveiller les paramètres du système de production-transport d'électricité qui peuvent avoir des impacts significatifs sur sa zone de fiabilité et les zones de fiabilité voisines »<sup>67</sup>.*

[83] Les entités visées par cette norme sont les *coordonnateurs de la fiabilité* (RC), les *responsables de l'équilibrage* (BA), les *exploitants de réseau de transport* (TOP), les *fournisseurs de service de transport* (TSP), les *exploitants d'installation de production* (GOP), les *responsables de l'approvisionnement* (LSE) et les *négociants* (PSE)<sup>68</sup>.

[84] La norme IRO-005-3.1a traite de l'exploitation dans l'horizon de la journée en cours et vise à s'assurer que le *coordonnateur de la fiabilité* (RC) connaît les conditions de sa zone et qu'il surveille les paramètres du *système de production-transport d'électricité* (BES) pouvant avoir un impact significatif. Cette norme encadre également les pratiques du Coordonnateur pour l'exploitation en temps réel, tel que le respect des limites d'exploitation. Le Coordonnateur ajoute que cette norme est « *une norme de premier plan pour la fiabilité de l'Interconnexion du Québec* »<sup>69</sup>.

[85] Le Coordonnateur indique que 10 des 12 exigences de cette norme visent seulement le *coordonnateur de la fiabilité* (RC)<sup>70</sup>.

---

<sup>67</sup> Pièce B-0024, norme IRO-005-3.1a.

<sup>68</sup> *Ibid.* et pièce B-0007, p. 2.

<sup>69</sup> Pièce B-0007, p. 1.

<sup>70</sup> Pièce B-0007, p. 2.

[86] Par ailleurs, le Coordonnateur précise que les normes IRO-008-1, IRO-009-1 et IRO-010-1a, ayant fait l'objet d'une consultation publique et à être déposées devant la Régie, comprennent des exigences qui remplacent les exigences retirées de la version 2 de la norme IRO-005 qui ont donné lieu à la version 3.1a<sup>71</sup>.

[87] Questionné par la Régie au sujet du lien de dépendance entre la norme IRO-005-3.1a et les normes IRO-008-1, IRO-009-1 et IRO-010-1a, le Coordonnateur précise ce qui suit :

*« Bien que la norme IRO-005-3.1a et les trois normes (IRO-008-1, IRO-009-1 et IRO-010-1a) font l'objet d'un même projet de refonte, la norme IRO-005-3.1a peut être examinée de façon indépendante de ces trois normes. En effet, seules les exigences concernant l'exploitation du réseau à l'intérieur des limites IROL ont été migrées vers ces trois normes.*

*Ce qui importe, c'est que ces 4 normes entrent en vigueur à la même date pour mettre en place un ensemble complet de normes concernant la coordination et l'exploitation fiable de l'Interconnexion »<sup>72</sup>. [nous soulignons]*

[88] La Régie comprend que, selon l'avis du Coordonnateur, l'examen de la norme IRO-005-3.1a, déposée pour adoption dans le présent dossier, est opportun malgré le lien de dépendance avec trois autres normes de la famille IRO.

[89] Quant à l'Annexe de la norme IRO-005-3.1a, le Coordonnateur indique qu'il y est précisé que cette norme s'applique au *réseau de transport principal* (RTP), soit le réseau surveillé par le *coordonnateur de la fiabilité* (RC) du Québec<sup>73</sup>.

[90] De plus, le Coordonnateur soumet qu'à la suite de la consultation publique, il a ajouté une disposition particulière à l'Annexe de cette norme afin de retirer la fonction de *négociant* (PSE) de la section « Applicabilité » de la norme pour son application au Québec. En effet, tel que proposé par Shell Energy dans son commentaire transmis lors de la consultation publique, le Coordonnateur est également d'avis que le *négociant* (PSE) n'exploite pas le *système de production-transport d'électricité* au Québec<sup>74</sup>.

---

<sup>71</sup> Pièce B-0007, p. 1.

<sup>72</sup> Pièce B-0021, p. 7, R3.2.

<sup>73</sup> Pièce B-0007, p. 3.

<sup>74</sup> *Ibid.*

[91] Par ailleurs, la Régie a rendu sa décision dans le cadre du dossier R-3936-2015, dans laquelle elle a accepté la demande de retrait du Registre des fonctions PSE et IA ainsi que des entités exerçant ces fonctions<sup>75</sup>. **Compte tenu de ces modifications apportées au Registre et acceptées par la Régie depuis le dépôt de la norme IRO-005-3.1a et de son Annexe dans le présent dossier, la Régie demande au Coordonnateur de lui indiquer, avec justification, s'il y a lieu de modifier la section relative aux fonctions de l'Annexe de la norme IRO-005-3.1a, le cas échéant, au plus tard le 23 décembre 2015.**

[92] Par ailleurs, l'évaluation préliminaire de l'impact de la norme IRO-005-3.1a au Québec le qualifie de « Faible » pour l'implantation et le maintien de la norme ainsi que le suivi de la conformité<sup>76</sup>. Selon la preuve au dossier, l'évaluation monétaire finale de cet impact sur les activités d'HQT (incluant la direction CMÉ), la seule entité ayant fourni une évaluation de l'impact, est de 3 870 \$/an pour le maintien et le suivi de la conformité de la norme, telle que fournie par HQT<sup>77</sup>. Le Coordonnateur indique qu'il s'agit d'une pratique normale de l'industrie déjà en place dans ses activités<sup>78</sup>.

[93] Dans ses observations, RTA traite des exigences E11 et E1 de la norme IRO-005-3.1a.

[94] RTA y réitère la demande qu'il a faite à la Régie dans le cadre du dossier R-3699-2009 à l'effet qu'une disposition particulière à l'Annexe de la norme IRO-005-3.1a devrait prévoir une exemption de l'application de l'exigence E11 aux *fournisseurs de service de transport (TSP)* :

*« qui offrent un service de transport en réseau intégré seulement, tel que RTA. Subsidiairement, cet enjeu pourrait être également réglé si la Régie confirmait dans le dossier R-3699-2009, Phase 1, que les transporteurs auxiliaires du Québec n'offrant pas de service de transport au sens de l'OATT [Open Access Transmission Tariff] ne devraient pas être qualifiés de TSP au sens du modèle fonctionnel de la NERC »<sup>79</sup>.*

---

<sup>75</sup> Dossier-R-3935-2015, décision D-2015-195, p. 3 et 8, par. 1 et 30.

<sup>76</sup> Pièce B-0007, p. 3.

<sup>77</sup> Pièce B-0007, p. 4.

<sup>78</sup> *Ibid.*

<sup>79</sup> Pièce D-0003, p. 10, par. 55.

[95] La Régie rappelle que, dans sa décision D-2015-059 rendue le 4 mai 2015, elle a conclu que la fonction *fournisseur de service de transport* (TSP) s'applique aux transporteurs qui offrent un service de transport de type OATT. Elle a donc accueilli la proposition du Coordonnateur de modifier le Registre afin d'y supprimer la désignation des transporteurs auxiliaires, dont RTA, à titre de *fournisseur de service de transport TSP*<sup>80</sup>.

[96] La Régie en conclut que la demande de RTA relative à l'exigence E11 de la norme IRO-005-3.1a est devenue sans objet.

[97] Par ailleurs, RTA rappelle également dans ses observations que, dans le cadre du dossier R-3699-2009 Phase 1, le Coordonnateur a accepté, dans sa correspondance du 2 octobre 2013 adressée à la Régie<sup>81</sup>, sa proposition visant à modifier comme suit le libellé de la disposition particulière de l'Annexe de la norme IRO-005-3.1a relative aux exigences E1.1, E1.2, E1.8 et E1.9, afin d'y ajouter la référence aux exigences E.1.3, E1.4 et E1.5 au libellé déjà prévu en suivi de la décision D-2011-068 :

*« Dispositions particulières concernant les installations de production à vocation industrielle applicables aux exigences E1.1, E1.2, E1.3, E1.4, E1.5, E1.8 et E1.9 :*

*Le coordonnateur de la fiabilité n'est pas tenu de surveiller les paramètres énoncés aux exigences E1.1, E1.2, E1.3, E1.4, E1.5, E1.8 et E1.9 pour les installations de production qui sont principalement utilisées pour alimenter des charges industrielles. Cependant, il doit surveiller ces paramètres aux points de raccordement du réseau des entités possédant des installations de production à vocation industrielle »<sup>82</sup>. [les soulignés sont ceux qui étaient dans le texte]*

[98] Dans ses observations, RTA constate que cette modification acceptée par le Coordonnateur dans le dossier R-3699-2009 n'apparaît plus à l'Annexe de la norme déposée dans le présent dossier. RTA précise que le Coordonnateur a supprimé la disposition particulière qui a été ajoutée à l'Annexe de la norme en suivi de la décision D-2011-068, afin d'y transposer les dispositions de la section 2.17 du registre des installations visées<sup>83</sup>. En effet, dans la décision D-2011-068, la Régie demandait au

---

<sup>80</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, décision D-2015-059, p. 49, par. 203.

<sup>81</sup> Pièce D-0003, p. 6 et 7, par. 33.

<sup>82</sup> Pièce D-0003, p. 7, par. 34.

<sup>83</sup> Pièce D-0003, p. 7, par. 35 et p. 8, par. 42.

Coordonnateur d'intégrer, sous la forme d'Annexe, les aspects normatifs à caractère technique contenus dans le registre des installations visées, entre autres<sup>84</sup>.

[99] RTA fait valoir que les enjeux formulés dans le cadre du dossier R-3699-2009 « *n'ont pas pour autant disparu à l'égard de cette norme IRO-005-3.1a* »<sup>85</sup>. RTA fait valoir que la portée de la décision D-2011-068 doit s'appliquer « *tant au présent dossier qu'à tous les autres dossiers dans lesquels le Coordonnateur demandera à la Régie d'adopter de nouvelles normes ou des modifications aux normes existantes* »<sup>86</sup>.

[100] RTA en conclut que « *[l]es exigences de la norme IRO-005-3.1a présentent une codification incomplète ou inconsistante avec la décision D-2011-068* »<sup>87</sup> et réitère sa demande à la Régie à l'effet qu'une disposition particulière soit ajoutée à l'Annexe de cette norme afin de préciser que le Coordonnateur n'est pas tenu de surveiller certains paramètres des installations de production des « producteurs à vocation industrielle » (PVI), afin d'y intégrer les éléments de la section 2.17 du registre des installations visées<sup>88</sup>.

[101] En réplique aux commentaires de RTA relatifs à la norme IRO-005-3.1a, le Coordonnateur précise que les Annexes « *devraient uniquement servir à codifier les dispositions particulières d'application d'une norme qui découlent de spécificités techniques ou administratives propres au Québec* ». Il ajoute que la situation de RTA n'est pas unique en Amérique du Nord et que, par conséquent, à son avis, aucune disposition particulière ne devrait être codifiée à l'Annexe de la norme<sup>89</sup>.

[102] La Régie rappelle, à titre d'exemple, que l'exigence E1 de la norme IRO-005-3.1a requiert du Coordonnateur qu'il surveille en temps réel les paramètres de sa zone de fiabilité dont les installations de production ainsi que certains équipements critiques :

*« E1. Chaque coordonnateur de la fiabilité doit surveiller les paramètres de sa zone de fiabilité, incluant, sans s'y limiter :*

---

<sup>84</sup> Pièce D-0003, p. 7 et 8, par. 37 et 39.

<sup>85</sup> Pièce D-0003, p. 7, par. 36.

<sup>86</sup> Pièce D-0003, p. 8, par. 40.

<sup>87</sup> Pièce D-0003, p. 8, par. 41.

<sup>88</sup> Pièce D-0003, p. 8, par. 42.

<sup>89</sup> Pièce B-0025, p. 5.

*E1.1. l'état actuel des éléments du système de production-transport d'électricité (les éléments de transport ou de production, y compris les équipements auxiliaires critiques tels que les régulateurs de tension automatiques et les automatismes de réseau) ainsi que l'état de la charge sur les éléments du réseau; [...] »<sup>90</sup>.*

[103] La Régie est d'avis que, tel que précisé dans la section 2.17 du registre des installations visées et tel que réitéré dans le cadre du dossier R-3699-2009 à l'occasion de la réouverture d'enquête en lien avec la section 2.17 en question, il doit y avoir une correspondance entre les données à fournir par le PVI au Coordonnateur et celles qu'il est tenu d'obtenir :

*« [...] les données exigées des PVI doivent nécessairement être équivalentes aux données que le Coordonnateur, dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité, de responsable de l'équilibrage et d'exploitant de réseau de transport, doit obtenir afin que toutes les entités visées puissent remplir leurs fonctions »<sup>91</sup>.*

[104] Par ailleurs, depuis le dépôt pour adoption de la norme IRO-005-3.1a dans le cadre du présent dossier, la Régie a rendu sa décision D-2015-059 le 4 mai 2015. Dans cette décision, la Régie traite de la norme TOP-006-2 qui encadre les données d'exploitation et les paramètres de fiabilité que les entités visées, notamment les PVI, doivent fournir<sup>92</sup>. Elle s'exprime de la façon suivante :

*« [371] [...] 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 »<sup>93</sup>.*

---

<sup>90</sup> Pièce B-0024, norme IRO-005-3.1a.

<sup>91</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, pièce B-142, HQCMÉ-12, document 1, p. 4.

<sup>92</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, décision D-2015-059, p. 170, par. 705.

<sup>93</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, décision D-2015-059, p. 94.

[105] En conclusion, la Régie demandait au Coordonnateur de déposer, au plus tard le 25 septembre 2015, la norme TOP-006-2 et son Annexe avec les modifications indiquées dans la décision, dont celles relatives à une disposition particulière de l'Annexe précisant l'exemption, pour les PVI, de fournir au Coordonnateur certaines données d'exploitation de leurs réseaux<sup>94</sup>. La Régie rappelait que ce principe d'exemption, exprimé initialement dans la section 2.17 du registre des installations visées<sup>95</sup> pour les PVI, de fournir certaines données d'exploitation au Coordonnateur, avait été accepté dans sa décision D-2011-068<sup>96</sup> et réitéré dans sa décision D-2015-059.

[106] Dans la décision D-2015-059, la Régie rappelle l'affirmation du Coordonnateur à l'effet que, selon les normes IRO-003-2 (E1 et E2), IRO-005-3.1a (E1, E6 et E8) ainsi que TOP-006-2 (E5 et E6), il doit effectuer la surveillance de la zone sous sa responsabilité<sup>97</sup>.

[107] La Régie note que, dans le présent dossier, le Coordonnateur, au soutien de sa demande en lien avec les exigences de supervision des installations de RTA, soumet ce qui suit :

*« Norme IRO-005-3.1a, Exigence E1 (Référence de RTA : IV)*

*Le Coordonnateur réitère que les Annexes devraient uniquement servir à codifier les dispositions particulières d'application d'une norme qui découlent de spécificités techniques ou administratives propres au Québec. La situation de RTA n'est pas unique en Amérique du Nord. Par conséquent, aucune disposition particulière ne devrait être codifiée à l'annexe de la norme IRO-005-3.1a »<sup>98</sup>.*

[108] Considérant la teneur de la décision D-2015-059 pour la norme TOP-006-2, réitérant l'exemption, pour les PVI du Québec, de fournir certaines données d'exploitation de leurs réseaux au Coordonnateur et la preuve de ce dernier soumise à cet égard, la Régie est d'avis qu'il y a lieu que la norme IRO-005-3.1a reflète la correspondance de cette exemption pour les données que le Coordonnateur doit obtenir selon les exigences de cette norme.

---

<sup>94</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, décision D-2015-059, p. 94, par. 372 et p. 173, par. 713.

<sup>95</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5 révisé, p. 20.

<sup>96</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, décision D-2011-068, p. 32, par. 126.

<sup>97</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, décision D-2015-059, p. 89, par. 350 et pièce B-143, HQCMÉ-12, document 2, p. 7.

<sup>98</sup> Pièce B-0025, p. 5.

**[109] Compte tenu de ce qui précède, la Régie demande au Coordonnateur de codifier la disposition particulière suivante à l'Annexe de la norme IRO-005-3.1a :**

**Dispositions particulières concernant les installations de production à vocation industrielle applicables aux exigences E1.1, E1.2, E1.3, E1.4, E1.5, E1.8 et E1.9 :**

**Le Coordonnateur de la fiabilité n'est pas tenu de surveiller les paramètres énoncés aux exigences E1.1, E1.2, E1.3, E1.4, E1.5, E1.8 et E1.9 pour les installations de production qui sont principalement utilisées pour alimenter des charges industrielles. Cependant, il doit surveiller ces paramètres aux points de raccordement du réseau des entités possédant des installations de production à vocation industrielle.**

**Specific provisions regarding facilities for industrial use applicable to requirements R1.1, R1.2, R1.3, R1.4, R1.5, R1.8 and R1.9 :**

**The Reliability Coordinator is not required to monitor the parameters specified in requirements R1.1, R1.2, R1.3, R1.4, R1.5, R1.8 and R1.9 for generation facilities that are used mainly to supply industrial loads. However, it shall monitor those parameters at the connection points of the system of entities owning generation facilities for industrial use.**

**[110] Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur de déposer la norme IRO-005-3.1a et son Annexe ainsi modifiée, dans leurs versions française et anglaise, au plus tard le 23 décembre 2015.**

***MOD-004-1 - Marge de partage de capacité***

[111] Tel que libellé à la section « Objet » de la norme MOD-004-1, l'objectif de cette norme est de « [p]romouvoir la cohérence et la fiabilité du calcul, de la vérification, du



*maintien et de l'utilisation de la marge de partage de capacité (CBM) afin d'appuyer les analyses et l'exploitation du réseau »<sup>99</sup>.*

[112] Les entités visées par cette norme sont les *responsables de l'approvisionnement* (LSE), les *planificateurs des ressources* (RP), les *fournisseurs de service de transport* (TSP) qui maintiennent une CBM, les *responsables de l'équilibrage* (BA) et les *planificateurs de réseau de transport* (TP), lorsque leur *fournisseur de service de transport* associé a choisi de maintenir une CBM<sup>100</sup>.

[113] Le Coordonnateur précise que les exigences visant les TSP qui maintiennent une CBM trouvent application seulement lorsqu'une telle marge est utilisée<sup>101</sup>. Par ailleurs, il précise également que les autres fonctions visées par la norme sont applicables à Hydro-Québec Distribution et HQT uniquement<sup>102</sup>.

[114] Le Coordonnateur mentionne que la modélisation des réseaux électriques est indispensable aux études de planification qui permettent d'exploiter le *système de production-transport d'électricité* (BES) de manière fiable. Ainsi, la disponibilité et l'exactitude des données recueillies en vertu des normes de la famille MOD sont d'une grande importance pour la fiabilité des réseaux électriques. En particulier, la norme MOD-004-1 traite spécifiquement de la CBM qui est la capacité de transfert préservée par le *fournisseur de service de transport* (TSP) pour le *responsable de l'approvisionnement* (LSE) afin de lui permettre l'accès à de la production à partir des réseaux interconnectés pour respecter les exigences de fiabilité de la production, pour un usage restreint aux cas d'urgence de déficit de puissance<sup>103</sup>.

[115] Questionné par la Régie, le Coordonnateur confirme qu'aucune entité au Québec n'utilise la CBM et qu'il ne s'agit pas là d'une spécificité technique ou administrative propre au Québec<sup>104</sup>.

[116] L'évaluation préliminaire de l'impact de la norme MOD-004-1 au Québec le qualifie de « Faible » pour l'implantation et le maintien de la norme et de « Modéré »

---

<sup>99</sup> Pièce B-0024, norme MOD-004-1.

<sup>100</sup> *Ibid.*

<sup>101</sup> Pièce B-0008, p. 2.

<sup>102</sup> *Ibid.*

<sup>103</sup> Pièce B-0008, p. 1.

<sup>104</sup> Pièce B-0021, p. 9, R4.3.

pour le suivi de la conformité<sup>105</sup>. Selon la preuve au dossier, l'évaluation monétaire finale de cet impact sur les activités d'HQT est de 1 428 \$/an<sup>106</sup> pour le maintien et le suivi de la conformité à la norme. Le Coordonnateur précise que, bien qu'HQT ne maintienne aucune CBM, « *les activités liées au suivi de la conformité à une norme impliquent des coûts pour en documenter l'application ou la non-applicabilité* »<sup>107</sup>.

[117] Pour leur part, ÉLL-ÉRB et RTA font valoir dans leurs observations respectives que la fonction de *fournisseur de service de transport* (TSP) ne devrait pas s'appliquer à eux<sup>108</sup>. RTA ajoute que les notions auxquelles réfèrent les exigences de la norme MOD-004-1, dont la CBM, ne lui sont pas connues<sup>109</sup>.

[118] De plus, ÉLL-ÉRB fait valoir que, puisqu'aucune entité au Québec n'utilise présentement la CBM, « *pour éviter toute confusion au niveau de l'application possible de cette norme dans le cadre du processus du respect des normes de fiabilité* », une disposition particulière devrait être ajoutée à l'Annexe de la norme MOD-004-1 afin d'en faire mention<sup>110</sup>.

[119] Pour sa part, RTA est d'avis qu'une disposition particulière à l'Annexe de la norme devrait prévoir une exemption « *des installations de RTA* » aux exigences E1 à E12 et que « *[s]ubsidiairement, cet enjeu pourrait être également réglé si la Régie confirmait dans le dossier R-3699-2009 que les transporteurs auxiliaires du Québec n'offrant pas de service de transport au sens de l'OATT ne devraient pas être qualifiés de TSP au sens du modèle fonctionnel de la NERC* »<sup>111</sup>.

[120] Le Coordonnateur réplique à ÉLL-ÉRB et RTA en faisant valoir d'une part, que les exigences de la norme ne s'appliquent qu'aux entités qui maintiennent une CBM et, d'autre part, que le Québec n'est pas différent des autres juridictions à cet égard. En effet, « *[l]e fait de maintenir ou non une CBM n'est pas une situation permanente et spécifique au Québec qui doit être codifiée dans l'annexe de cette norme* ». Ainsi, de l'avis du Coordonnateur, une entité qui, dans le futur, voudra se prévaloir de l'utilisation de la CBM, devra respecter les exigences de la norme MOD-004-1. Il ajoute également que le

---

<sup>105</sup> Pièce B-0008, p. 3.

<sup>106</sup> Pièce B-0008, p. 4.

<sup>107</sup> Pièce B-0021, p. 9, R4.2.

<sup>108</sup> Pièce D-0001, p. 2 et pièce D-0003, p. 10, par. 58.

<sup>109</sup> Pièce D-0003, p. 10, par. 57 et 58.

<sup>110</sup> Pièce D-0001, p. 2.

<sup>111</sup> Pièce D-0003, p. 12, par. 66.

fait de codifier une exemption à l'Annexe de la norme irait à l'encontre de l'objectif de la norme puisque cela permettrait à une entité d'utiliser la CBM sans devoir respecter les exigences de la norme<sup>112</sup>.

[121] Tel qu'elle l'a rappelé précédemment<sup>113</sup>, dans sa décision D-2015-059<sup>114</sup>, la Régie concluait que la fonction *fournisseur de service de transport* (TSP) s'applique aux transporteurs qui offrent un service de transport de type OATT. La Régie a donc accueilli la proposition du Coordonnateur de modifier le Registre afin d'y supprimer la désignation des transporteurs auxiliaires, dont RTA et ÉLL-ÉRB, à titre de *fournisseurs de service de transport* TSP<sup>115</sup>.

[122] Par conséquent, la norme MOD-004-1 ne s'applique pas à RTA et à ÉLL-ÉRB en ce que ces entités n'assument aucune des fonctions visées par la norme. Par ailleurs, au-delà de ce qui précède, la Régie partage l'avis du Coordonnateur précisant que le fait de maintenir ou non une CBM au Québec ne justifie pas la codification de cette situation à l'Annexe puisqu'il ne s'agit pas d'un aspect normatif à caractère technique ou administratif propre au Québec. Ainsi, la Régie est d'avis qu'aucune disposition particulière n'est requise dans l'Annexe de la norme MOD-004-1 afin d'y codifier qu'aucune entité n'utilise la CBM au Québec.

[123] Par ailleurs, la Régie constate que les exigences E5.1 et E6.1 précisent que le *fournisseur de service de transport* (TSP) qui maintient une CBM et le *planificateur de réseau de transport* (TP) doivent établir une valeur de la CBM qui doit « *réfléter la considération* » de plusieurs éléments, lorsque disponibles, dont les suivants :

« [...] toutes exigences d'adéquation des ressources ou de marge de réserve établies pour la charge par d'autres entités à l'intérieur de la zone du fournisseur de service de transport, comme les municipalités, les régies des états, les organisations régionales de transport, les répartiteurs indépendants, les organisations régionales de fiabilité, ou les entités régionales »<sup>116</sup>.

[nous soulignons]

---

<sup>112</sup> Pièce B-0025, p. 5.

<sup>113</sup> Paragraphe 95 de la présente décision.

<sup>114</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1.

<sup>115</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, décision D-2015-059, p. 49, par. 203.

<sup>116</sup> Pièce B-0024, norme MOD-004-1.

[124] La Régie est d'avis que les exigences E5.1 et E6.1 font l'objet d'un renvoi à des exigences d'organisations externes, dont le Northeast Power Coordinating Council (NPCC), en matière d'adéquation des ressources ou de marge de réserve pour la charge dans la détermination de la CBM.

[125] La Régie rappelle qu'elle s'est prononcée à ce sujet dans sa décision D-2015-059<sup>117</sup> comme suit :

*« [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 ».*

**[126] Par conséquent, la Régie rejette la demande d'adoption de la norme MOD-004-1 et de son Annexe.**

### ***PER-003-1 - Titres de compétence du personnel d'exploitation***

[127] Tel que libellé à la section « Objet » de la norme PER-003-1, l'objectif de cette norme est le suivant :

*« Donner l'assurance que les répartiteurs effectuant les tâches relatives à la fiabilité afférentes au coordonnateur de la fiabilité, au responsable de l'équilibrage et à l'exploitant de réseau de transport sont certifiés en vertu du programme de certification des répartiteurs de la NERC, lorsqu'ils occupent un poste d'exploitation en temps réel et sont responsables du contrôle du système de production-transport d'électricité »<sup>118</sup>.*

[128] Les entités visées par cette norme sont les *coordonnateurs de la fiabilité* (RC), les *exploitants de réseau de transport* (TOP) et les *responsables de l'équilibrage* (BA)<sup>119</sup>. Le Coordonnateur indique que seule la direction CMÉ est visée par cette norme<sup>120</sup>.

---

<sup>117</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1.

<sup>118</sup> Pièce B-0024, norme PER-003-1.

<sup>119</sup> *Ibid.* et pièce B-0009, p. 1.

<sup>120</sup> Pièce B-0009, p. 1.

[129] Le Coordonnateur fait valoir que la norme PER-003-1 permet d'assurer que les répartiteurs des entités associées aux fonctions précitées ont les compétences requises pour accomplir ces fonctions et qu'ils sont certifiés en vertu du programme de certification des répartiteurs de la NERC. Il ajoute qu'une formation insuffisante des répartiteurs effectuant des tâches relatives à la fiabilité du réseau pourrait avoir des conséquences importantes sur la stabilité du réseau<sup>121</sup>.

[130] L'évaluation préliminaire de l'impact de la norme PER-003-1 au Québec le qualifie de « Faible » pour l'implantation et le maintien de la norme ainsi que le suivi de la conformité de la norme<sup>122</sup>. Selon la preuve au dossier, l'évaluation monétaire finale de cet impact sur les activités du Coordonnateur, fournie par HQT<sup>123</sup>, est de 58 260 \$/an pour le maintien et le suivi de la conformité de la norme, en ce qui a trait à la certification NERC des répartiteurs. Le Coordonnateur explique que l'implantation de la norme PER-003-1 a déjà été réalisée en 2006<sup>124</sup>.

[131] La Régie reconnaît que la norme PER-003-1 est nécessaire pour le maintien de la fiabilité de l'Interconnexion du Québec, en ce qu'elle encadre la formation adéquate des répartiteurs effectuant des tâches assumées par les *coordonnateurs de la fiabilité* (RC), les *exploitants de réseau de transport* (TOP) et les *responsables de l'équilibrage* (BA). La Régie reconnaît également que l'application de cette norme aura un impact sur les activités de la direction CMÉ.

[132] À la suite de son examen, la Régie est satisfaite des textes proposés pour la norme ainsi que son Annexe, dans ses versions française et anglaise. Elle est également satisfaite du niveau de concordance des textes soumis en français et en anglais, aux fins de la présente décision.

**[133] Par conséquent, la Régie adopte la norme de la NERC PER-003-1 ainsi que son Annexe, telles que proposées par le Coordonnateur, dans leurs versions française et anglaise.**

---

<sup>121</sup> Pièce B-0009, p. 1.

<sup>122</sup> Pièce B-0009, p. 2.

<sup>123</sup> Pièce B-0009, p. 3.

<sup>124</sup> *Ibid.*

#### 4. GLOSSAIRE

[134] Le Coordonnateur présente les modifications au Glossaire qu'il soumet pour approbation, dans leurs versions française et anglaise<sup>125</sup>. Il propose de retirer l'expression « Plan de capacité de démarrage autonome (des groupes de production) » et d'y ajouter l'expression « Ressource à démarrage autonome ». Il explique que ces modifications sont liées aux normes EOP-005-2 et EOP-006-2 déposées dans le présent dossier et qu'elles ont été approuvées par la FERC dans son ordonnance n° 749 relative à ces normes<sup>126</sup>.

[135] Dans cette ordonnance, la Régie constate que la FERC cite la NERC qui justifie le retrait de l'expression « Plan de capacité démarrage autonome » en précisant que cette expression n'était utilisée que dans les textes des normes EOP-007-0 et EOP-009-0 qui ont été remplacées par les normes EOP-005-2 et EOP-006-2 :

*« The term “Blackstart Capacity Plan” is currently used solely in EOP-007-0 and EOP-009-0, both of which are replaced with proposed Reliability Standards EOP-005-2 and EOP-006-2 »<sup>127</sup>.*

[136] En ce qui a trait à l'expression « Ressource à démarrage autonome », la Régie constate qu'elle figure déjà dans la version du Glossaire déposée en juillet 2013 dans le cadre du dossier R-3699-2009 Phase 1<sup>128</sup>. Cependant, la Régie note que la définition proposée pour cette expression dans le présent dossier est quelque peu différente de la définition précédente, sans toutefois en modifier la teneur<sup>129</sup>.

[137] Par ailleurs, la Régie rappelle que, depuis le dépôt du présent dossier, elle a adopté le Glossaire, dans ses versions française et anglaise<sup>130</sup>, dans sa décision D-2015-098<sup>131</sup>. Dans cette même décision, la Régie a demandé au Coordonnateur d'ajouter à la section « Historique des versions » l'historique des modifications ayant fait l'objet de décisions de la Régie ainsi que la teneur de ces modifications<sup>132</sup>.

---

<sup>125</sup> Pièce B-0013.

<sup>126</sup> Pièce B-0004, p. 10.

<sup>127</sup> FERC Docket N° RM10-16-000, ordonnance N° 749, [134 FERC, 61,215], p. 8.

<sup>128</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, pièce B-121, HQCMÉ-6, document 5 révisé, p. 35.

<sup>129</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, pièce B-121, HQCMÉ-6, document 5 révisé, p. 35 et pièce B-0013, p. 1.

<sup>130</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, pièce B-157, HQCMÉ-6, document 5 révisé (version française) et pièce B-157, HQCMÉ-6, document 6 révisé (version anglaise).

<sup>131</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, décision D-2015-098, p. 23, par. 86.

<sup>132</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, décision D-2015-098, p. 22, par. 83.

[138] **La Régie accueille la demande de modifications du Glossaire proposées par le Coordonnateur, en français et en anglais, en ce qu'elle est justifiée. Toutefois, elle demande au Coordonnateur de lui soumettre, au plus tard le 23 décembre 2015, les versions complètes du Glossaire révisé, en français et en anglais, indiquant, à la section « Historique des versions », en plus de la référence à la décision d'adoption initiale du Glossaire, soit la décision D-2015-098, la référence à la présente décision ainsi qu'aux modifications apportées au Glossaire et à la date de la présente décision, selon le modèle ci-après :**

Date	Intervention / Modifications	Décision
23 juin 2015	<i>Adoption initiale</i>	<i>D-2015-098</i>
9 décembre 2015	<i>Retrait de la définition de « Plan de capacité démarrage autonome » Remplacement de la définition en français de « Ressource à démarrage autonome »</i>	<i>D-2015-198</i>

## 5. REGISTRE

[139] Le Coordonnateur précise dans sa demande que le Registre déposé au dossier R -3699-2009 ne requiert aucune modification dans le cadre de la présente demande<sup>133</sup>.

[140] Dans ses observations portant sur la norme EOP-005-2, ÉLL-ÉRB soumet ce qui suit :

*« Dans le dossier R-3699-2009, nous avons émis certains commentaires dans notre correspondance du 14 janvier 2013 (laquelle est jointe à la présente) afin de mentionner que la fiche concernant ELL dans le Registre des entités visées devrait être modifiée pour indiquer qu'ELL ne possède pas des « installations/appareils requis pour la remise en charge du réseau, incluant notamment les groupes à démarrage autonome ». (La modification demandée est l'ajout souligné)*

<sup>133</sup> Pièce B-0004, p. 7.

*Compte tenu des exigences E14 à E17 qui spécifient que seuls les GOP qui ont des ressources à démarrage autonome sont visées, nous croyons que la modification demandée à la fiche des entités visées devrait être ajoutée. Le texte de la fiche pourrait prévoir qu'ÉLL ne possède pas des « installations/appareils requis pour la remise en charge du réseau, incluant notamment les ressources à démarrage autonome », vu la nouvelle définition proposée au glossaire.*

*Advenant que la Régie ne juge pas nécessaire d'ajouter cette modification au Registre des entités visées, nous croyons que l'Annexe Québec de cette norme devrait préciser la portée du commentaire effectué par HQCMÉ à la pièce HQCMÉ-1, document 2, à la page 1 à l'effet que la nature organisationnelle de l'industrie de l'électricité au Québec fait en sorte que dans l'application de cette norme, seul Hydro-Québec, de par ses divisions TransÉnergie et Production, sera visé »<sup>134</sup>.*

[141] À cet égard, le Coordonnateur répond :

*« Tel qu'indiqué dans sa réplique aux commentaires des intervenants du 28 janvier 2013, le Coordonnateur réitère que le registre des entités visées déposé à la pièce HQCMÉ-6, Document 7 dans le dossier R-3699-2009 (le « Registre ») indique clairement qu'ÉLL ne possède ni n'exploite d'appareils requis pour la remise en charge et que les annexes B et C indiquent, aux colonnes intitulées « Requis pour la remise en charge » et « Groupes à démarrage autonome », si les installations d'ÉLL sont pourvues de tels équipements. Le Coordonnateur est d'avis que le Registre est suffisamment clair et qu'aucune modification n'est nécessaire à cet égard »<sup>135</sup>.*

[142] La Régie constate qu'effectivement, le Registre prévoit déjà ce qui suit<sup>136</sup> :

- aux fiches de son Annexe B, une colonne permettant d'identifier les installations de transport visées par la mention « Requis pour la remise en charge » ainsi que leurs propriétaires;

---

<sup>134</sup> Pièce D-0001, p. 1 et 2.

<sup>135</sup> Pièce B-0025, p. 3.

<sup>136</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, pièce B-160, HQCMÉ-6, document 7 révisé.



- à son Annexe C, une colonne permettant d'identifier les installations de production visées par la mention « Requis pour la remise en charge? » et une colonne permettant d'identifier les installations de production possédant des « Groupes à démarrage autonome (O/N)? » ainsi que leurs propriétaires.

[143] De plus, le Registre prévoit à son Annexe A une fiche descriptive pour chacune des entités visées par les normes de fiabilité, laquelle permet d'indiquer que l'entité possède ou exploite des « Installations/appareils requis pour la remise en charge du réseau », le cas échéant<sup>137</sup>.

[144] La Régie est d'avis que les dispositions prévues à l'Annexe C du Registre en lien avec l'identification des « Groupes à démarrage autonome » est suffisante et qu'il n'est pas souhaitable d'ajouter, à son Annexe A, le texte « incluant notamment les groupes à démarrage autonome » tel que demandé par ÉLL-ÉRB. En effet, la codification actuelle, plus large, permet d'inclure toute installation requise à la remise en charge du réseau, qu'elle soit ou non une ressource de production possédant un groupe de démarrage autonome.

[145] **Par conséquent, la Régie rejette la demande d'ÉLL-ÉRB.**

## **6. DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR DES NORMES DE FIABILITÉ**

[146] Le Coordonnateur demande à la Régie de fixer la date d'entrée en vigueur des normes de fiabilité qu'elle aura adoptées<sup>138</sup> dans le présent dossier.

[147] Tel qu'exprimé dans les sections précédentes, la Régie adopte dans la présente décision les normes EOP-006-2, EOP-008-1 et PER-003-1 qui visent le Coordonnateur. Ce dernier propose les dates d'entrée en vigueur suivantes pour ces normes<sup>139</sup> :

---

<sup>137</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, pièce B-160, HQCMÉ-6, document 7 révisé.

<sup>138</sup> Pièce B-0015, p. 3.

<sup>139</sup> Pièce B-0005, p. 4; pièce B-0006, p. 2 et pièce B-0009, p. 2.

- norme EOP-006-2 : le premier jour de l'année civile suivant la décision d'adoption de la norme par la Régie;
- norme EOP-008-1 : le premier jour du premier trimestre civil suivant l'adoption de la norme par la Régie;
- norme PER-003-1 : le premier jour du premier trimestre civil suivant l'adoption de la norme par la Régie.

[148] La Régie rappelle qu'elle a approuvé, dans sa décision D-2015-098, le Registre des entités visées comprenant la liste des entités visées par les normes de fiabilité selon leurs fonctions du modèle de fiabilité<sup>140</sup>.

[149] La Régie rappelle également qu'elle a, dans sa décision D-2014-216, jugé opportun de mettre en vigueur une première série de 12 normes visant le Coordonnateur au 1<sup>er</sup> avril 2015, sans application de sanctions<sup>141</sup>. Elle a également fixé au 1<sup>er</sup> janvier 2016 la date d'entrée en vigueur de 16 autres normes, sans application de sanctions, dans sa décision D-2015-168.

[150] La Régie note que, selon la preuve du Coordonnateur, l'application des normes EOP-006-2 et EOP-008-1 revient à mettre en œuvre une pratique normale de l'industrie, déjà en place et que l'implantation de la norme PER-003-1 a déjà été réalisée en 2006<sup>142</sup>. La Régie est d'avis que le Coordonnateur respecte déjà, sur une base volontaire, les exigences de ces trois normes.

[151] Ainsi, de manière à poursuivre la mise en place du régime obligatoire de fiabilité au Québec, la Régie juge opportun de fixer la date d'entrée en vigueur des normes qu'elle adopte dans la présente décision. Elle retient, la date d'entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2016 pour les normes adoptées EOP-006-2, EOP-008-1 et PER-003-1, sans application de sanctions.

[152] La Régie rappelle que l'examen du Guide des sanctions est en cours dans le cadre du dossier R-3699-2009 Phase 2. Aussi, elle réserve sa décision sur le délai avant l'application des sanctions prévues à l'article 85.10 de la Loi, dans sa décision à venir relative au Guide des sanctions.

---

<sup>140</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, décision D-2015-098, p. 20, par. 74.

<sup>141</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, décision D-2014-216, p. 17, par. 60.

<sup>142</sup> Pièce B-0005, p. 5; pièce B-0006, p. 3 et pièce B-0009, p. 3.

[153] **Par conséquent, la Régie fixe au 1<sup>er</sup> avril 2016 l'entrée en vigueur des normes de la NERC EOP-006-2, EOP-008-1 et PER-003-1 ainsi que leur Annexe respective, qu'elle adopte dans la présente décision, dans le cadre d'un régime obligatoire de fiabilité, sans application de sanctions pour le moment.**

[154] **La Régie fixe au 1<sup>er</sup> février 2016 la date du dépôt des normes en vigueur et de leur Annexe respective, modifiées afin d'y indiquer leur date d'adoption ainsi que leur date d'entrée en vigueur, telles que fixées dans la présente décision.**

## 7. DEMANDE DE PAIEMENT DE FRAIS

[155] Dans ses observations du 17 novembre 2014, RTA fait valoir ce qui suit :

*« 72. Afin de pouvoir soumettre à la Régie des observations pertinentes aux versions des normes que le Coordonnateur dépose pour adoption dans le présent dossier, RTA s'est vue dans l'obligation de réintroduire, pour mémoire, plusieurs aspects importants de la preuve soumise à la Régie dans le cadre du dossier R-3699-2009, Phase 1, à l'égard de ces mêmes normes, et de consacrer des ressources pour leur analyse et la préparation du présent document. De telles représentations n'auraient probablement pas été nécessaires si le présent dossier avait fait état de cette preuve.*

*73. RTA est donc justifiée de demander à la Régie l'autorisation de soumettre une demande de remboursement de frais pour sa participation dans le présent dossier »<sup>143</sup>.*

[156] **La Régie autorise RTA à lui soumettre une demande de paiement de frais pour sa participation au dossier, au plus tard le 23 décembre 2015. Le Coordonnateur pourra déposer, le cas échéant, des commentaires additionnels sur les demandes de paiement de frais au plus tard le 8 janvier 2016.**

---

<sup>143</sup> Pièce D-0003, p. 12 et 13.

[157] **Pour ces motifs,**

**La Régie de l'énergie :**

**DEMANDE** au Coordonnateur de déposer, pour adoption, au plus tard le **23 décembre 2015**, la norme de la NERC EOP-005-2 et son Annexe modifiée selon les ordonnances de la présente décision, dans leurs versions française et anglaise;

**ADOpte** les normes de la NERC EOP-006-2, EOP-008-1 et PER-003-1, ainsi que leur Annexe respective, dans leurs versions française et anglaise;

**DEMANDE** au Coordonnateur de lui indiquer, avec justification, s'il y a lieu de modifier la section relative aux fonctions de l'Annexe de la norme IRO-005-3.1a, le cas échéant, au plus tard le **23 décembre 2015**;

**DEMANDE** au Coordonnateur de déposer, pour adoption, au plus tard le **23 décembre 2015**, la norme de la NERC IRO-005-3.1a et son Annexe modifiée selon les ordonnances de la présente décision, dans leurs versions française et anglaise;

**REJETTE** la demande d'adoption de la norme de la NERC MOD-004-1 et de son Annexe;

**ACCUEILLE** la demande de modifications du Glossaire, en français et en anglais;

**DEMANDE** au Coordonnateur d'indiquer à la section « Historique des versions » du Glossaire les prescriptions contenues à la présente décision et de déposer, au plus tard le **23 décembre 2015**, les versions complètes du Glossaire, en français et en anglais;

**FIXE** au **1<sup>er</sup> avril 2016** la date d'entrée en vigueur au Québec des normes de la NERC suivantes, ainsi que leur Annexe respective : EOP-006-2, EOP-008-1 et PER-003-1, dans le cadre d'un régime obligatoire de fiabilité, sans l'application de sanctions pour le moment;

**FIXE** au **1<sup>er</sup> février 2016** la date de dépôt des normes et de leur Annexe respective adoptées et mises en vigueur dans la présente décision, modifiées afin d'y indiquer leur date d'adoption ainsi que leur date de mise en vigueur;

**AUTORISE** RTA à soumettre une demande de paiement de frais pour sa participation au dossier, au plus tard le **23 décembre 2015** et le Coordonnateur à déposer, le cas échéant, des commentaires additionnels sur les demandes de paiement de frais au plus tard le **8 janvier 2016**.

Marc Turgeon  
Régisseur

Louise Rozon  
Régisseur

Françoise Gagnon  
Régisseur

**Représentants :**

**Énergie La Lièvre s.e.c. et Énergie renouvelable Brookfield s.e.c. (ÉLL-ÉRB)  
représenté par M<sup>e</sup> Paule Hamelin;**

**Hydro-Québec représentée par M<sup>e</sup> Jean-Oliver Tremblay;**

**Rio Tinto Alcan inc. (RTA) représentée par M<sup>e</sup> Pierre D. Grenier.**