

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2017-031	R-3947-2015 Phase 2	21 mars 2017
------------	------------------------	--------------

---

**PRÉSENT :**

Marc Turgeon  
Régisseur

---

**Hydro-Québec**  
Demanderesse

et

**Intervenantes et observateur dont les noms apparaissent  
ci-après**

---

**Décision sur l'application et les modalités d'application  
des normes CIP aux PVI, sur les demandes de  
modifications au Glossaire et au Registre et sur les  
demandes de traitement confidentiel – Phase 2**

*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 relatives à la protection des infrastructures  
critiques (normes CIP)*



**Intervenantes :**

**Énergie La Lièvre s.e.c. (ÉLL);**

**Rio Tinto Alcan inc. (RTA).**

**Observateur :**

**Développement EDF EN Canada inc. (EDF EN).**

## Liste des acronymes

kV	kilo Volt
MW	mégawatt
MVA	méga voltampère
Mvar	méga voltampère réactif
BA	responsable de l'équilibrage ( <i>Balancing Authority</i> )
BES	système de production-transport d'électricité ( <i>Bulk Electric System</i> )
CIP	protection des infrastructures critiques ( <i>Critical Infrastructure Protection</i> )
DP	distributeur
DSF	délestage en sous-fréquence
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GO	propriétaire d'installation de production
GOP	exploitant d'installation de production ( <i>Generator Operator</i> )
IA	coordonnateur des échanges ou responsable des échanges
HQCMÉ	Hydro-Québec Contrôle des mouvements d'énergie
HQT	Hydro-Québec TransÉnergie
NERC	North American Electric Reliability Corporation
PC	coordonnateur de la planification ( <i>Planning Coordinator</i> )
PVI	producteurs à vocation industrielle
RC	coordonnateur de la fiabilité ( <i>Reliability Coordinator</i> )
RTP	réseau de transport principal
TO	propriétaire d'installation de transport
TOP	exploitant de réseau de transport ( <i>Transmission Operator</i> )
TP	planificateur de réseau de transport ( <i>Transmission Planner</i> )

## 1. INTRODUCTION

[1] Le 15 octobre 2015, Hydro-Québec, par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie (HQCMÉ), dans ses fonctions de *Coordonnateur de la fiabilité au Québec* (le Coordonnateur), en vertu des articles 31 (5°), 85.2, 85.6 et 85.7 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi) soumet à la Régie de l'énergie (la Régie) les demandes suivantes (la Demande du Coordonnateur) :

« [...]

*ADOPTER les normes de fiabilité CIP-002-5.1, CIP-003-5, CIP-004-5.1, CIP-005-5, CIP-006-5, CIP-007-5, CIP-008-5 CIP-009-5, CIP-010-1 et CIP-011-1 ainsi que leur annexe respective, dans leurs versions française et anglaise, déposées comme pièces HQCMÉ-2, Documents 1 et 2;*

*ABROGER les normes de fiabilité CIP-002-1, CIP-003-1, CIP-004-1, CIP-005-1, CIP-006-1, CIP-007-1, CIP-008-1 et CIP-009-1 ainsi que leur annexe respective, dans leurs versions française et anglaise;*

*ADOPTER les modifications au Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité, dans leurs versions française et anglaise, déposées comme pièce HQCMÉ-2, Document 3;*

*APPROUVER les modifications au Registre des entités visées par les normes de fiabilité, dans leurs versions française et anglaise, comme indiqué à la pièce HQCMÉ-1, Document 1, section 6;*

*FIXER les dates d'entrée en vigueur et d'abrogation des normes de fiabilité comme indiqué à la pièce HQCMÉ-1, Document 2, page 10;*

*INTERDIRE la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements contenus à la pièce HQCMÉ-1, Document 4 »<sup>2</sup>.*

---

<sup>1</sup> [RLRQ, c. R-6.01.](#)

<sup>2</sup> Pièce [B-0002](#), p. 3.

[2] Le 29 juillet 2016, la Régie rend sa décision D-2016-119<sup>3</sup>, par laquelle elle adopte les normes de fiabilité relatives à la protection des infrastructures critiques faisant l'objet du présent dossier (les Normes CIP) et en fixe les dates d'entrée en vigueur. Toutefois, elle suspend leur application aux installations des producteurs à vocation industrielle (les PVI) jusqu'à ce qu'elle ait décidé de l'application et des modalités d'application de ces normes aux installations des PVI et fixe le calendrier pour la suite de l'examen du dossier (la Phase 2)<sup>4</sup>.

[3] Dans cette même décision, la Régie adopte les modifications au Glossaire des termes et acronymes relatifs aux normes de fiabilité (le Glossaire) et interdit la diffusion, la publication ou la diffusion de renseignements pour lesquels le Coordonnateur demande un traitement confidentiel.

[4] Le 29 août 2016, RTA soumet une demande de reconnaissance du statut de témoins experts pour messieurs Loreto Sarracini, Ron Falsetti et Joel Charlebois, de la firme Acumen Engineered Solutions International Inc. (AESI).

[5] Le 16 septembre 2016, par sa décision D-2016-138<sup>5</sup>, la Régie modifie le calendrier d'entrée en vigueur des Normes CIP.

[6] Le même jour, RTA dépose, sous pli confidentiel, sa preuve, le rapport conjoint de ses experts et divers documents les appuyant, ainsi qu'une version caviardée de ces derniers, aux fins de l'examen public du dossier. L'intervenante demande le traitement confidentiel de certains renseignements y étant consignés. Elle convient de transmettre à l'avocat du Coordonnateur, une fois que l'ordonnance sera rendue, une copie non caviardée des documents en cause<sup>6</sup>.

[7] L'intervenante demande des modifications aux Normes CIP. Elle demande également des modifications au Glossaire ainsi qu'au Registre des entités visées par les normes de fiabilité (le Registre)<sup>7</sup>.

---

<sup>3</sup> Décision [D-2016-119](#).

<sup>4</sup> Décision [D-2016-119](#), p. 20.

<sup>5</sup> Décision [D-2016-138](#).

<sup>6</sup> Pièce [C-RTA-0016](#).

<sup>7</sup> Pièce [C-RTA-0018](#), p. 11.

[8] Le 5 octobre 2016, par sa décision D-2016-152<sup>8</sup>, la Régie accueille la demande de confidentialité de RTA et révisé le calendrier d'examen de la Phase 2. Ce calendrier prévoit la tenue d'une audience les 3 et 4 novembre 2016. Le 14 octobre 2016, la Régie informe les participants que cette audience se tiendra à huis clos.

[9] Le 7 octobre 2016, le Coordonnateur soumet une demande de reconnaissance du statut de témoin expert pour monsieur Brian D. Evans-Mongeon, de la firme Utility Services, Inc.

[10] Le 12 octobre 2016, la Régie et le Coordonnateur soumettent leurs demandes de renseignements à RTA, qui y répond le 24 octobre 2016.

[11] Le 28 octobre 2016, le Coordonnateur dépose, sous pli confidentiel, le rapport de son expert et un complément de preuve, conformément à la décision D-2016-119<sup>9</sup>, ainsi que son annexe A « Impacts de contingences dans le réseau de RTA sur le réseau d'HQT »<sup>10</sup>.

[12] Les 3, 4 et 8 novembre 2016, la Régie tient l'audience sur la Phase 2 à huis clos. Plusieurs documents sont alors déposés sous pli confidentiel.

[13] Le 16 décembre 2016, le Coordonnateur dépose une version caviardée<sup>11</sup> de son complément de preuve ainsi que du rapport de son expert, Brian D. Evans-Mongeon, déjà déposés en version confidentielle, et demande que les renseignements caviardés qui y sont contenus soient couverts par l'ordonnance de confidentialité rendue dans la décision D-2016-152<sup>12</sup>, pour les mêmes raisons que celles en ayant justifié l'émission<sup>13</sup>.

[14] Dans une correspondance du 1<sup>er</sup> février 2017, la Régie informe les participants que les pièces déposées en audience sont administrées par le greffe, depuis leur dépôt, comme « pièces confidentielles » et qu'elle les déposera sur son site internet, à moins d'avoir reçu une demande de confidentialité d'ici le 7 février 2017.

---

<sup>8</sup> Décision [D-2016-152](#).

<sup>9</sup> Décision [D-2016-119](#).

<sup>10</sup> Pièces B-0065, B-0066 et B-0067 (pièces confidentielles).

<sup>11</sup> Pièces [B-0074](#) et [B-0075](#).

<sup>12</sup> Décision [D-2016-152](#).

<sup>13</sup> Pièce [B-0072](#).

[15] Le 6 février 2017, RTA dépose une déclaration assermentée au soutien d'une demande de traitement confidentiel, en totalité ou en partie, des documents suivants :

- En partie :
  - pièce C-RTA-0053 - Présentation Power Point de RTA/AESI, page 5 partiellement caviardée;
  - pièce C-RTA-0062 - Argumentation de RTA, pages 14, 15, 32 et 33 partiellement caviardée.
  
- En totalité :
  - pièce C-RTA-0054 - Commentaires de RTA au complément de preuve du Coordonnateur;
  - pièce C-RTA-0055 - Tableau intitulé Transit;
  - pièce C-RTA-0056 - Commentaires de RTA sur le tableau 4.

[16] Par ailleurs, RTA se réfère au plan d'argumentation du Coordonnateur, déposé sous la cote B-0071, où y sont reproduites, à la section E, des données techniques pour lesquelles l'intervenante demande le traitement confidentiel<sup>14</sup>.

[17] Le même jour, le Coordonnateur dépose une version de son plan d'argumentation, sous la cote B-0077, dont la section E est caviardée, et demande que l'ordonnance de confidentialité émise dans la décision D-2016-152<sup>15</sup> s'applique à l'égard des renseignements qui sont contenus à cette section<sup>16</sup>.

[18] Le 7 février 2017, RTA dépose des versions partiellement caviardées des pièces C-RTA-0053 et C-RTA-0062 sous les cotes C-RTA-0065 et C-RTA-0066, respectivement.

---

<sup>14</sup> Pièce [C-RTA-0064](#), p. 1.

<sup>15</sup> Décision [D-2016-152](#).

<sup>16</sup> Pièce [B-0076](#), p. 1.

[19] La présente décision porte sur l'application et les modalités d'application des normes CIP-002-5.1, CIP-003-5, CIP-004-5.1, CIP-005-5, CIP-006-5, CIP-007-5, CIP-008-5, CIP-009-5, CIP-010-1 et CIP-011-1 aux installations des PVI, sur les demandes de modifications au Glossaire et au Registre par RTA ainsi que sur les demandes de traitement confidentiel précédemment citées.

## 2. DEMANDES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

[20] Avant d'entreprendre l'analyse des modalités d'application des Normes CIP et des demandes de RTA à cet égard, la Régie traite des demandes de non-divulgence, publication ou diffusion formulées par RTA et le Coordonnateur à l'égard de certains renseignements contenus aux documents qui ont été déposés lors de l'audience, ainsi que de la demande de traitement confidentiel formulée par le Coordonnateur le 16 décembre 2016 à l'égard de documents correspondants aux cotes B-0065 (complément de preuve), B-0066 (annexe A au complément de preuve – Impacts de contingences dans le réseau RTA sur le réseau d'HQT) et B-0067 (rapport de l'expert Brian D. Evans-Mongeon) déposés sous pli confidentiel le 28 octobre 2016 et dont des versions caviardées ont été déposées le 16 décembre 2016 sous les cotes B-0074 et B-0075.

[21] Tel que relaté aux paragraphes 7 et 8 de la déclaration assermentée déposée le 8 février 2017 au soutien de la demande de confidentialité recherchée par RTA :

« 7. *L'ordonnance de confidentialité et d'interdiction de publication et de divulgation vise principalement à protéger :*

*a) toute information et données relatives aux installations de RTA, aux interconnexions et à la puissance nette générée aux interconnexions entre le réseau de RTA et celui de Hydro-Québec TransÉnergie;*

*b) toute information relative au centre de contrôle de RTA;*

*c) toute information relative aux données utilisées et résultats obtenus par le Coordonnateur aux fins de présenter à la Régie divers scénarios hypothétiques de modélisation des installations de RTA.*

8. *Les renseignements et données techniques caviardés contenus dans les documents (i), (ii) et (vi) et les documents (iii), (iv) et (v) :*
- a) *sont confidentiels puisqu'ils traitent spécifiquement du mode d'exploitation du réseau de RTA et de ses caractéristiques propres; en particulier, les renseignements, données techniques et documents confidentiels constituent un indicateur des charges de RTA sur le réseau de transport et aux interconnexions avec le réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie qui sont, par le fait même, le reflet de la production d'aluminium de RTA, de la manière de mener ses opérations et de ses ententes contractuelles. Les renseignements, données techniques et documents confidentiels contiennent également des informations sur les installations de RTA relatives aux infrastructures et équipements en place et à leur mode de fonctionnement;*
  - b) *constituent de l'information commerciale et technique qui est traitée habituellement de façon confidentielle par RTA;*
  - c) *leur divulgation trahirait la stratégie commerciale de RTA et nuirait au positionnement de ses alumineries et à ses autres négociations en cours et futures, notamment des divisions d'Hydro-Québec pour ses services et pour son approvisionnement d'énergie;*
  - d) *leur divulgation pourrait compromettre les mesures de sécurité mises en place par RTA pour la protection de ses installations »<sup>17</sup>.*

[22] La Régie a pris connaissance de l'ensemble des documents visés par la demande de traitement confidentiel, et des renseignements qui y sont contenus, et juge que RTA a démontré la nécessité d'en assurer la confidentialité, pour les motifs exposés au paragraphe précédent.

[23] **Par conséquent, la Régie interdit la divulgation, la publication ou la diffusion des pièces C-RTA-0054, C-RTA-0055 et C-RTA-0056 et de tous les renseignements qu'elles contiennent, ainsi que des renseignements caviardés contenus à la page 5 de la pièce C-RTA-0065, ainsi qu'aux pages 14, 15, 32 et 33 de la pièce C-RTA-0066, et ce, sans restriction quant à la durée de cette interdiction.**

---

<sup>17</sup> Pièce [C-RTA-0064](#), p. 2.

[24] Dans sa demande du 16 décembre 2016, le Coordonnateur demande que les renseignements caviardés contenus aux pièces B-0074 et B-0075 soient couverts par l'interdiction de publication rendue dans la décision D-2016-152<sup>18</sup>, pour les mêmes raisons que celles en ayant justifié l'émission. Le 6 février 2017, il fait la même demande à l'égard des renseignements caviardés contenus à son plan d'argumentation déposé sous la cote B-0077.

[25] La Régie accueille la demande de traitement confidentiel de l'annexe A du complément de preuve du Coordonnateur dans sa totalité, ainsi que des renseignements caviardés contenus dans son complément de preuve, dans le rapport de son expert et dans son plan d'argumentation, puisque ces renseignements ont trait à des données pour lesquelles RTA a obtenu une ordonnance de non-divulgence aux termes de la décision D-2016-152<sup>19</sup>.

**[26] Par conséquent, la Régie interdit la divulgation, la publication ou la diffusion des renseignements caviardés contenus aux pièces B-0074, B-0075 et B-0077, sans restriction quant à la durée de cette interdiction.**

### 3. APPLICATION DES NORMES CIP AUX PVI

[27] Les 10 normes CIP examinées en phase 1 du présent dossier sont les suivantes :

CIP-002-5.1	Catégorisation des systèmes électroniques BES;
CIP-003-5	Mécanismes de gestion de la sécurité;
CIP-004-5.1	Personnel et formation;
CIP-005-5	Périmètres de sécurité électroniques;
CIP-006-5	Sécurité physique des systèmes électroniques BES;
CIP-007-5	Gestion de la sécurité des systèmes;
CIP-008-5	Déclaration des incidents et planification des mesures d'intervention;
CIP-009-5	Plans de rétablissement des systèmes électroniques BES;

---

<sup>18</sup> Décision [D-2016-152](#).

<sup>19</sup> Décision [D-2016-152](#).

- CIP-010-1      Gestion des changements de configuration et analyses de vulnérabilité;
- CIP-011-1      Protection de l'information.

[28] La norme CIP-002-5.1 est prépondérante quant à l'application des neuf autres. Elle permet d'identifier et de catégoriser les systèmes, ce qui constitue la première étape du cadre de cybersécurité. Une entité qui n'a identifié aucun système en conformité avec la norme CIP-002-5.1 n'aura pas à se conformer aux normes CIP-003-5 à CIP-011-1<sup>20</sup>. Cette norme est applicable aux entités qui remplissent les fonctions suivantes et qui y sont définies comme « entités responsables » (les Entités responsables) :

- *responsable de l'équilibrage (BA)*;
- *distributeur (DP)* qui possède des systèmes ou installations et équipements pour la protection ou la remise en charge du système de production-transport d'électricité (BES);
- *exploitant d'installation de production (GOP)*;
- *propriétaire d'installation de production (GO)*;
- *coordonnateur des échanges ou responsable des échanges (IA)*;
- *coordonnateur de la fiabilité (RC)*;
- *exploitant de réseau de transport (TOP)*;
- *propriétaire d'installation de transport (TO)*<sup>21</sup>.

[29] La norme CIP-002-5.1 prévoit, à son exigence E1, que les Entités responsables identifient chacun de leurs « *systèmes électroniques BES* » (les Systèmes électroniques) à impact « élevé », « moyen » ou « faible » selon les critères énoncés à son annexe 1 (l'Annexe 1) et reproduite en annexe à la présente décision.

[30] Parmi ces critères, certains sont applicables aux centrales de production et à leurs centres de contrôle, et sont basés sur la valeur de la puissance assignée à ces installations ou systèmes. Entre autres, le critère 2.11, qui définit les Systèmes électroniques à impact « moyen », se lit comme suit :

---

<sup>20</sup> Pièce [B-0016](#), p. 2.

<sup>21</sup> Pièce [B-0042](#), norme CIP-002-5.1, p. 1 et 2.

*« 2.11. Chaque centre de contrôle ou centre de contrôle de repli, non déjà inclus dans la catégorie Impact élevé (H) ci-dessus, utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles de l'exploitant d'installation de production pour une puissance active nominale nette totale maximale, pour les 12 mois civils précédents, de 1 500 MW ou plus dans une même Interconnexion ».*

[31] Le Coordonnateur ne soumet aucune disposition particulière « Québec » pour l'application de l'Annexe 1 en général ni pour son application aux PVI en particulier<sup>22</sup>.

[32] RTA, quant à elle, soumet ce qui suit :

*« 6. Au soutien de sa preuve, RTA dépose le rapport d'expert d'AESI daté du 12 septemb[re] 2016 (le « Rapport AESI ») et soumet respectueusement à la Régie que les modifications suivantes devraient être apportées compte tenu des particularités de notre système :*

[...]

*(ii) la puissance assignée des installations de production d'un PVI devrait être calculée, aux fin[s] de déterminer l'applicabilité des normes de fiabilité et de leurs exigences, uniquement sur la base de la puissance « nette » injectée au(x) point(s) d'interconnexion avec le réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie (« HQT ») au lieu d'inclure la puissance utilisée par ses propres installations industrielles et/ou toute puissance utilisée pour les fins de la charge locale, le cas échéant [la Puissance assignée];*

*(iii) le critère d'exclusion proposé pour les installations de production de 300MVA ou moins ne devrait pas être seulement appliqué à une installation de production individuelle, mais devrait être pour l'ensemble des installations d'un PVI en utilisant la puissance « nette » injectée au(x) point(s) d'interconnexion avec le réseau de HQT [le Critère d'exclusion] »<sup>23</sup>. [nous soulignons]*

[33] Dans son argumentation, RTA ajoute à ce principe de puissance « nette » injectée aux points d'interconnexion celui d'impact « net »<sup>24</sup>.

<sup>22</sup> Pièce [B-0042](#), annexe QC-CIP-002-5.1, p. QC-3 de 3.

<sup>23</sup> Pièce [C-RTA-0018](#), p. 1 et 2.

<sup>24</sup> Pièce [C-RTA-0066](#), p. 20.

[34] Dans sa preuve, RTA conclut en ces termes :

*« 56. Le Coordonnateur indiquait dans sa demande révisée qu'il « est d'avis que les normes proposées sont pertinentes et nécessaires, et contribueront au maintien de la fiabilité de l'Interconnexion Québec et, par le fait même, des réseaux interconnectés en assurant une protection adéquate des systèmes critiques à l'exploitation fiable du réseau de transport principal. » [note de bas de page omise]*

*57. RTA soumet qu'en tant que PVI ayant des installations qui ne sont pas critiques pour la fiabilité du réseau interconnecté au Québec, elle peut être catégorisée comme étant une entité ayant un Faible (L) impact tout en préservant les efforts de protection des systèmes électroniques qui ont un risque accru sur la fiabilité du réseau RTP. Tel que démontré, les efforts mis en œuvre par RTA satisfont les exigences des installations ayant un impact Faible (L).*

*58. RTA demande ainsi à la Régie les modifications au Registre, au Glossaire et aux normes CIP qui sont plus amplement décrites au paragraphe 6 des présentes »<sup>25</sup>. [nous soulignons]*

[35] Dans les sections suivantes, la Régie traite des demandes de RTA en relation avec l'injection « nette » au point d'interconnexion, l'impact « net » au point d'interconnexion et le Glossaire ainsi que des demandes du Coordonnateur et de RTA relatives au Registre.

### **3.1 CATÉGORISATION SELON LE PRINCIPE DE L'INJECTION « NETTE »**

[36] Le réseau de RTA est un réseau de transport auquel sont raccordées des centrales de production et des charges alimentées en énergie. Ce réseau est raccordé au réseau de transport d'Hydro-Québec au moyen de trois points d'interconnexion (*l'interconnexion*)<sup>26</sup>.

---

<sup>25</sup> Pièce [C-RTA-0018](#), p. 11.

<sup>26</sup> Dans la présente décision, le terme « interconnexion » en italique correspond aux trois points d'interconnexion entre le réseau de RTA et le réseau d'Hydro-Québec. Ces trois points excluent tout autre raccordement d'actif d'Hydro-Québec au réseau de RTA, tel que, par exemple, les actifs servant au raccordement des charges de Hydro-Québec Distribution.

[37] Sept centrales, totalisant une puissance installée de l'ordre de 3 100 MW, et des alumineries appartenant à RTA (la Charge de RTA) sont raccordées à ce réseau. Ce réseau permet également de desservir, à partir du réseau de transport d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité, certains clients d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) et, en outre, d'assurer le transport d'énergie pour l'alimentation de charges desservies par le Distributeur. Finalement, l'écoulement de puissance à l'*interconnexion* est contraint à satisfaire des limites d'exploitation de réseau (SOL)<sup>27</sup>.

[38] RTA introduit la notion de puissance « nette » à l'*interconnexion* qui exclut la puissance utilisée par ses propres installations industrielles ou toute puissance utilisée pour les fins de la charge locale, le cas échéant<sup>28</sup>. Il en ressort que la puissance « nette » injectée à l'*interconnexion* se résume à l'échange de puissance entre RTA et Hydro-Québec, soit la puissance à l'*interconnexion* requise pour l'alimentation de la Charge de RTA ou encore injectée par RTA dans le réseau d'Hydro-Québec.

## Position de RTA

[39] RTA appuie sa demande sur le rapport d'expert d'AESI, lequel allègue que les installations de RTA auraient un impact mineur, voire nul, sur le réseau de transport principal (RTP)<sup>29</sup>. Elle rappelle d'ailleurs que, selon le Registre, elle ne possède aucun actif classé critique aux fins des normes CIP dans leur version « 1 »<sup>30</sup>.

[40] En ce qui a trait aux installations de RTA, AESI fait état des concepts d'« auto-producteur » (les IP) et de « réseaux locaux » (les LN) établis par la North American Electric Reliability Corporation (la NERC) aux fins de la définition du « Bulk Electric System » (BES-NERC). Ces concepts sont utilisés au Canada et aux États-Unis, en soutien à l'exclusion d'installations du BES-NERC, aux fins de l'application de normes de fiabilité<sup>31</sup>.

---

<sup>27</sup> Pièces [C-RTA-0018](#), p. 3 et [C-RTA-0024](#), document « *REVIEW OF THE QUEBEC CRITICAL INFRASTRUCTURE PROTECTION ("CIP")...* », p. 4, article (ii).

<sup>28</sup> Pièce [C-RTA-0018](#), p. 2.

<sup>29</sup> Pièce [C-RTA-0024](#), p. 2.

<sup>30</sup> Pièce [C-RTA-0018](#), p. 4, par. 15.

<sup>31</sup> Pièce [C-RTA-0024](#), p. 2, et document « *REVIEW OF THE QUEBEC CRITICAL INFRASTRUCTURE PROTECTION ("CIP")...* », p. 8.

[41] AESI ne prétend pas que RTA devrait être exclue de l'application des normes de fiabilité. Cependant, il soumet que le principe d'injection ou d'impact « net » au point d'interconnexion des IP et des LN est reconnu par la NERC et qu'il a déjà été retenu par la Régie dans sa décision D-2015-059<sup>32</sup>, aux fins de l'application des normes TOP-001 et TOP-006<sup>33</sup>.

[42] L'expert AESI soumet que ce principe peut être utilisé aux fins de l'application aux PVI du critère 2.11 attribuant un impact « moyen » aux Systèmes électroniques des centres de contrôle contrôlant plus de 1 500 MW de production<sup>34</sup>. Selon son analyse, les installations de RTA sont d'impact « faible », pour les raisons suivantes :

- l'écoulement de puissance à l'*interconnexion* est contraint à satisfaire des limites d'exploitation (SOL) dont les valeurs sont inférieures à 1 500 MW;
- il n'y a pas d'événement réaliste ou plausible de perte de production de 1 500 MW ou plus qui peut survenir sur le réseau de RTA sans qu'il soit accompagné de la perte de diverses charges alimentées par cette production<sup>35</sup>.

### Position du Coordonnateur

[43] Le Coordonnateur rappelle que RTA est inscrite au Registre à titre de *propriétaire d'installation de production* (GO), d'*exploitant d'installation de production* (GOP), de *propriétaire d'installation de transport* (TO) et de *distributeur* (DP). Il ajoute que, ailleurs en Amérique du Nord, l'intervenante serait probablement enregistrée en tant que *responsable de l'équilibrage* (BA) et *exploitant de réseau de transport* (TOP)<sup>36</sup>.

[44] L'expert Evans-Mongeon partage cet avis. Dans son rapport, il présente le processus de la NERC pour l'enregistrement à son registre des entités visées par les normes de fiabilité :

---

<sup>32</sup> Décision [D-2015-059](#).

<sup>33</sup> Pièce [C-RTA-0065](#), p. 12.

<sup>34</sup> Pièce [C-RTA-0065](#), p. 15.

<sup>35</sup> Pièce [C-RTA-0024](#), p. 11.

<sup>36</sup> Pièce [B-0074](#), p. 10.

« *All bulk power system owners, operators and users are required to register with NERC* »<sup>37</sup>.

[45] Le Coordonnateur soumet que, selon l'ordonnance n° 773 de la Federal Energy Regulatory Commission (la FERC), si une entité a un impact sur le réseau, le processus d'exception permet à un ISO<sup>38</sup> d'inclure cette entité au BES visé par les normes de fiabilité. Il précise que si RTA avait pu techniquement se prévaloir d'une telle exclusion, il aurait tenté de démontrer à la Régie que le réseau de RTA est essentiel à la fiabilité du réseau du Québec, afin de l'inclure au RTP<sup>39</sup>.

[46] Le Coordonnateur ajoute qu'en accordant une telle exclusion, RTA serait la seule entité en Amérique du Nord à bénéficier d'une exemption pour « *un centre de contrôle avec plus de 1500 [MW] sous son contrôle* »<sup>40</sup>.

[47] Il fait valoir que le statut de PVI n'est pas une fonction de fiabilité ni un statut particulier d'une entreprise et que chaque allègement demandé doit faire l'objet d'une analyse par la Régie. À cet égard, il rappelle la norme TOP-006, dont l'exemption accordée se limite à la transmission de données d'exploitation en temps réel, et précise que les normes CIP ne sont pas fondées sur les données de production en temps réel mais sur les caractéristiques des équipements<sup>41</sup>.

## Opinion de la Régie

[48] La Régie s'est déjà exprimée sur l'importance qu'elle attribue à la protection des infrastructures critiques<sup>42</sup>. De plus, elle note que RTA semble partager cette préoccupation, puisqu'elle a déjà, de sa propre initiative, mis en place certains dispositifs de protection à cet égard<sup>43</sup>.

[49] La Régie est d'avis que les normes CIP s'inscrivent dans un cadre particulier, distinct du cadre normal de l'exploitation des réseaux de transport d'électricité.

---

<sup>37</sup> Pièce [B-0075](#), p. 4.

<sup>38</sup> *Independent System Operator*.

<sup>39</sup> Pièce [B-0074](#), p. 18, lignes 10 à 16.

<sup>40</sup> Pièce [B-0077](#), p. 9, par. 7.

<sup>41</sup> Pièce [B-0077](#), p. 4.

<sup>42</sup> Décision [D-2016-048](#), p. 8, par. 24.

<sup>43</sup> Pièce [C-RTA-0018](#), p. 8, par. 36.

[50] En effet, les gouvernements provincial et fédéral et l'industrie électrique se préoccupent de plus en plus de potentielles attaques physiques et cybernétiques sur les infrastructures critiques. Cette menace est bien réelle et la Régie est d'avis qu'il est dans l'intérêt public d'adopter les meilleures pratiques de l'industrie pour y faire face.

[51] Dans ce contexte très particulier, la Régie est d'avis que l'application uniforme d'un critère de démarcation net (« *bright line* ») est souhaitable aux fins de l'application des normes CIP de la NERC, qui ont été développées par l'industrie électrique de l'Amérique du Nord.

[52] Pour ce qui est des normes de fiabilité de la NERC au Québec, la Régie a accepté certaines dispositions particulières aux fins de leur application. Toutefois, ces dispositions particulières ont été acceptées de façon individuelle et non dans une optique de généralisation des principes menant à ces dispositions. La Régie a ainsi toujours pris en compte la pertinence des exigences en cause et de leurs impacts sur les activités des PVI et sur leurs installations pour assurer la fiabilité du transport d'électricité au Québec.

[53] La Régie est d'avis que l'agrégation des données des installations de RTA en un point défini à l'*interconnexion* constitue l'exception plutôt que la règle. Elle rappelle la proposition du Coordonnateur soumise lors de l'examen de la première demande d'adoption de normes de fiabilité de la NERC, en octobre 2010, à l'égard des dispositions particulières applicables aux PVI :

*« 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[s] 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 installations de production à vocation industrielle d'une entité visée s'étant prévalu 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 prévalu 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.*

*Les normes visées par l'application de la présente section sont :*

<i>Normes</i>	<i>Exigences</i>	<i>Entités visées</i>
<i>IRO-002-1</i>	<i>E6</i>	<i>Coordonnateur de la fiabilité</i>
<i>IRO-003-2</i>	<i>E1</i>	<i>Coordonnateur de la fiabilité</i>
<i>IRO-004-1</i>	<i>E4</i>	<i>Exploitant d'installation de production</i>
<i>IRO-005-1</i>	<i>E1.1, E1.2, E1.8, E1.9</i>	<i>Coordonnateur de la fiabilité</i>
<i>TOP-001-1</i>	<i>E7.1</i>	<i>Exploitant d'installation de production</i>
<i>TOP-002-2</i>	<i>E3, E15</i>	<i>Exploitant d'installation de production</i>
<i>TOP-003-0</i>	<i>E1.1, E2</i>	<i>Exploitant d'installation de production</i>
<i>TOP-005-1</i>	<i>E1</i>	<i>Exploitant du réseau de transport et responsable de l'équilibrage</i>
<i>TOP-005-1</i>	<i>E1.1 et annexe 1-TOP-005-0</i>	<i>Coordonnateur de la fiabilité</i>
<i>TOP-006-1</i>	<i>E1, E1.2</i>	<i>Exploitant du réseau de transport et responsable de l'équilibrage</i>
<i>TOP-006-1</i>	<i>E1.1</i>	<i>Exploitant d'installation de production</i>
<i>TOP-006-1</i>	<i>E2</i>	<i>Coordonnateur de la fiabilité, exploitant du réseau de transport et responsable de l'équilibrage</i>

»<sup>44</sup>.

[54] Les dispositions particulières alors proposées ne visaient que certaines normes IRO et TOP et, plus particulièrement, les exigences relatives à l'acquisition de données des installations de production industrielle.

<sup>44</sup> Dossier R-3699-2009, pièce [B-54, HQCMÉ-2, document 5](#), p. 20.

[55] Le Coordonnateur proposait également une disposition particulière en lien avec la norme VAR-002<sup>45</sup> pertinente, entre autres, pour les producteurs propriétaires d'installation de réseau de transport :

*« Les exploitants d'installation de production sont exemptés de suivre un programme de tension comme le prévoit l'exigence E2. Toutefois, ils devront se conformer aux directives de l'exploitant du réseau de transport quant à la consigne de tension à maintenir à la sortie de leur centrale ou aux points de raccordement de leur réseau avec celui d'un tiers afin de maintenir la tension du réseau de transport principal dans les plages prescrites.*

*Les exploitants d'installations de production ne sont pas tenus de respecter les exigences E4, E4.1, E4.1.1, E4.1.2, E4.1.3, E4.1.4, E5 et E5.1. compte tenu du fait que l'exploitant du réseau de transport donnera des consignes en fonction de la tension à maintenir sur le réseau de transport. Toutefois, certaines données visées par ces exigences devront être communiquées en vertu d'autres normes, par exemple FAC-009, MOD-010 et MOD-012 »<sup>46</sup>. [nous soulignons]*

[56] Dans sa décision D-2011-068, la Régie acceptait ces aspects normatifs spécifiques au Québec<sup>47</sup>.

[57] Plus récemment, la Régie statuait comme suit au sujet de la norme TOP-006 citée comme référence dans le présent dossier :

*« [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 »<sup>48</sup>.*

---

<sup>45</sup> Dossier R-3699-2009, pièce [B-140, HQCMÉ-8, document 1.13 révisé](#), annexe QC-VAR-002-1.16.

<sup>46</sup> Dossier R-3699-2009, pièce [B-54, HQCMÉ-2, document 5](#), p. 19.

<sup>47</sup> Dossier R-3699-2009, décision [D-2011-068](#), p. 32, par. 126.

<sup>48</sup> Dossier R-3699-2009, décision [D-2015-059](#), p. 94.

[58] La Régie précisait également, quant à l'application de la norme TOP-001 aux PVI en tant que DP :

« [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 »<sup>49</sup>.

[59] Toutefois, la Régie rappelle qu'à ce jour, elle a adopté plusieurs normes applicables aux installations de production des PVI, sans qu'aucune disposition particulière ne leur soit associée. À titre d'exemple, les normes PRC-001 « Coordination de la protection du réseau » et PRC-019 « Coordination des caractéristiques des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production » sont des normes qui s'appliquent intégralement aux installations de production de RTA.

[60] En ce qui a trait aux allégations du Coordonnateur à l'effet qu'une entité comme RTA serait également enregistrée à titre de BA et de TOP aux États-Unis, la Régie rappelle que les dispositions législatives du Québec sont différentes. C'est le *coordonnateur de la fiabilité au Québec*, que la Régie désigne, qui doit déposer, pour son approbation, un registre identifiant les entités visées par les normes de fiabilité qu'elle adopte. Or, le Registre soumis pour approbation n'identifie pas RTA comme remplissant les fonctions de BA ou de TOP.

[61] Dans sa preuve, le Coordonnateur rappelle à la Régie que le gouvernement du Québec s'est donné comme objectif, dans sa politique énergétique de 2006-2016, d'« harmoniser le régime de normes de fiabilité du transport d'électricité avec celui de nos partenaires nord-américain »<sup>50</sup>.

---

<sup>49</sup> Dossier R-3699-2009, décision [D-2015-059](#), p. 157.

<sup>50</sup> Pièce [B-0074](#), p. 6.

[62] Selon la Régie, l'harmonisation recherchée ne vise pas l'uniformisation ou l'application intégrale du régime des normes de fiabilité américaines au Québec, mais consiste plutôt en la mise en place d'un régime rendant obligatoire le respect des normes requises, afin d'assurer la fiabilité du transport d'électricité au Québec qui soit cohérent avec le cadre normatif en place dans les juridictions limitrophes.

[63] Pour ce qui est des normes de fiabilité, la Régie est d'avis que le réseau de transport d'électricité au Québec (le Réseau de transport), qui englobe la quasi-totalité<sup>51</sup> du réseau de transport de l'Interconnexion du Québec, diffère, à plusieurs égards, des autres réseaux de l'Amérique du Nord et qu'une adaptation de ces normes à la réalité du Québec n'est pas un obstacle à l'harmonisation recherchée.

[64] La Régie note que le Coordonnateur, depuis son premier dépôt de normes pour adoption, propose des dispositions particulières comme le RTP, le « Bulk », les PVI et, dans le présent dossier, un seuil de 300 MW pour l'application des normes CIP aux installations de production. De l'avis de la Régie, ces dispositions sont des adaptations pertinentes et souhaitables à la réalité du Québec, qui ne vont pas à l'encontre de l'harmonisation recherchée.

[65] La Régie, lorsqu'elle adopte une norme de fiabilité et ses modalités d'application, tient compte de sa pertinence pour ce qui est de la fiabilité du Réseau de transport et de son impact sur les entités qu'elle vise. Elle est d'avis que les éléments soumis par le Coordonnateur et RTA, ainsi que par leurs témoins experts, et qui sont mentionnés dans la présente section, ne lui permettent pas de juger s'il est approprié, en matière de fiabilité, d'utiliser ou non le principe d'injection « nette » aux fins de la catégorisation « élevé », « moyen » ou « faible » des installations de RTA.

[66] La Régie est d'avis que le fardeau de preuve à cet égard incombe au demandeur, en l'occurrence RTA, et qu'il n'a pas fait la démonstration, de façon prépondérante, du bien-fondé de l'utilisation du principe d'injection « nette ».

---

<sup>51</sup> Les installations de la province de Terre-Neuve sur le continent sont hors Québec.

[67] Selon la Régie, c'est par l'examen de l'impact des installations en cause sur la fiabilité du transport d'électricité qu'elle peut conclure sur l'application et les modalités d'application des Normes CIP aux installations PVI. Elle procède donc à l'examen des preuves qui ont été déposées à cet égard.

### 3.2 CATÉGORISATION SELON LE PRINCIPE DE L'IMPACT « NET »

#### Position de RTA

[68] Appuyée par le rapport de l'expert AESI, RTA soumet que les normes faisant l'objet du présent dossier ont pour objectif d'éviter la perte de 1 500 MW de production sur l'Interconnexion du Québec. Elle réfère au passage suivant de la norme CIP-002-5.1 exposant les principes directeurs et fondements techniques de la norme<sup>52</sup> :

*« [...] Le critère de 1 500 MW est partiellement tiré des exigences de réserve pour contingence de la norme BAL-002 de la NERC, dont l'objet est de « s'assurer que le responsable de l'équilibrage peut utiliser sa réserve pour contingence afin d'équilibrer les ressources et la demande, et rétablir la fréquence de l'Interconnexion dans les limites établies après une perturbation à déclarer ». En particulier, elle exige qu'« au minimum, le responsable de l'équilibrage ou le groupe de partage des réserves doit disposer d'une réserve pour contingence suffisante afin de se protéger contre la contingence simple la plus grave. » L'équipe de rédaction a utilisé 1 500 MW comme chiffre provenant des réserves pour contingence les plus importantes exploitées par divers BA dans toutes les régions. [...] En utilisant le critère précis de 1 500 MW, l'intention de l'équipe de rédaction est de s'assurer que les systèmes électroniques BES ayant des vulnérabilités en mode commun qui pourraient entraîner la perte de 1 500 MW ou plus de production à une même centrale pour un groupe de production ou un ensemble de groupe de production soit protégés adéquatement.<sup>15</sup> (soulignés ajoutés)*

<sup>15</sup> R-3947-2015, HQMÉ-2, Document 1 (pièce B-0042), p. 27 ».

<sup>52</sup> Pièce [C-RTA-0018](#), p. 7.

[69] RTA allègue que, dans le contexte de son réseau, il est invraisemblable de penser que la perte de 1 500 MW de production se traduira comme telle sur l'Interconnexion du Québec, puisque, dans les pires scénarios d'exploitation, la perte de production entraîne une baisse importante de la tension et, par conséquent, le déclenchement de très grosses charges<sup>53</sup>.

[70] Dans son rapport, l'expert AESI soumet ce qui suit :

*« [...] Importantly, there is no realistic or plausible contingency within the RTA network or under the control of RTA's control center, in which 1500 MW or more of its generation can be lost without also losing various loads served by such generation, either through transmission network configuration, due to under-voltage trips and/or separation of the RTA interconnections with HQT due to the line loading exceedances. In other words, it is implausible to have a generation loss of 1500 MW impact on the Quebec Interconnection, triggering equivalent Contingency Reserves [note de bas de page omise], the genesis of the 1500 MW threshold »<sup>54</sup>.*

### **Complément de preuve du Coordonnateur et réplique de RTA**

[71] Dans son complément de preuve, le Coordonnateur dépose des simulations de déclenchement de ligne d'interconnexion ou de centrales de production de RTA permettant d'anticiper le comportement en tension et en fréquence de divers postes des réseaux de RTA et d'Hydro-Québec.

[72] En matière d'impact sur la fiabilité, le Coordonnateur allègue que le centre de contrôle de RTA et ses installations de production et de transport peuvent avoir un impact en temps réel sur la fiabilité des opérations du RTP. Ils peuvent, par leur perte, si attaqués, rendus inopérants ou détournés de leurs fonctions principales, engendrer une variation de fréquence ou un délestage en sous-fréquence sur le réseau de transport de l'Interconnexion du Québec<sup>55</sup>.

---

<sup>53</sup> Pièce [C-RTA-0018](#), p. 8, par. 32.

<sup>54</sup> Pièce [C-RTA-0024](#), p. 11.

<sup>55</sup> Pièce [B-0074](#), p. 34, lignes 21 à 25.

[73] Il rappelle la définition du terme « Impact négatif sur la fiabilité » :

« *« Effet d'un événement qui entraîne une instabilité liée à la fréquence; une perte imprévue de charge ou de production; ou encore une séparation non maîtrisée ou des déclenchements en cascade qui affectent une grande partie de l'Interconnexion. (Adverse Reliability Impact) »*<sup>20</sup>

<sup>20</sup> *Glossaire des termes et acronymes relatifs aux normes de fiabilité (version française) page 22 »*<sup>56</sup>.

[74] En argumentation, le Coordonnateur soumet ce qui suit :

« *b. La demande de RTA est également fondée sur l'origine américaine du seuil de 1500 MW que l'on retrouve au critère 2.11 de la norme CIP-002-5.1 et qui serait lié à l'existence de réserves 10 minutes et 30 minutes. Or, dans le cas du Québec :*

- *Le seuil de 1500 MW est associé au fonctionnement du DSF, qualifié de « système de défense » par les témoins du Coordonnateur;*
- *Les simulations portent sur les impacts d'événements en termes de variations instantanées de fréquence, ce qui n'a aucun lien avec l'existence de réserves 10 minutes ou 30 minutes »*<sup>57</sup>.

[75] À cet égard, RTA rappelle que les normes de fiabilité de la NERC ont été initialement élaborées pour s'appliquer aux installations qui font partie du réseau « bulk » et que ses installations ne constituent pas un réseau « bulk » ni n'en font partie<sup>58</sup>. Elle rappelle également qu'HQT a confirmé que ses installations ne pouvaient avoir d'effets nuisibles significatifs à l'extérieur de la zone locale<sup>59</sup>.

[76] De plus, elle rappelle certains objectifs relatifs à l'atteinte d'un niveau de fiabilité adéquat et en souligne certains passages :

« *ALR [Adequate Level of Reliability] Performance Objectives (C-RTA-0057) :*

---

<sup>56</sup> Pièce [B-0074](#), p. 33.

<sup>57</sup> Pièce [B-0077](#), p. 8 et 9.

<sup>58</sup> Pièce [C-RTA-0066](#), p. 8 à 11.

<sup>59</sup> Pièce [C-RTA-0066](#), p. 16.

*“1. The BES does not experience instability, uncontrolled separation, Cascading, or voltage collapse under normal operating conditions and when subject to predefined Disturbances.” [...]*

*“4. Adverse Reliability Impacts on the BES following low probability Disturbances (e.g., multiple contingences, unplanned and uncontrolled equipment outages, cyber security events, and malicious acts) are managed.” [...]* »<sup>60</sup>.

[77] Par ailleurs, RTA remet en question les hypothèses utilisées par le Coordonnateur pour ce qui est de la situation connue aujourd’hui et sujette à évoluer dans le futur. Par conséquent, elle propose qu’avant la mise en vigueur des Normes CIP à l’égard de ses installations PVI, des études de stabilité soient réalisées conjointement avec le Coordonnateur. Elle soumet qu’elle est disposée à réaliser de telles études dans un horizon de six mois<sup>61</sup>.

### **Opinion de la Régie**

[78] La Régie note qu’il n’y a pas, à la connaissance de AESI, de PVI comparable à RTA en Amérique du Nord<sup>62</sup>.

[79] Elle comprend également que, selon la réponse de RTA à sa demande, reproduite ci-dessous, il n’y a pas de différence, en matière d’impact sur la fiabilité d’un réseau interconnecté, entre le fait qu’une centrale de production et une charge associée soient ou ne soient pas raccordées « *behind the retail meter* » :

*« 1.4 Veuillez préciser les différences, en matière d’impact sur la fiabilité d’un réseau interconnecté, entre le fait qu’une centrale de production et une charge associée soient ou ne soient pas raccordées « behind the retail meter », tel que souligné en référence (i).*

*Réponse RTA :*

*There is no difference, in situations where the generation resource “behind the retail meter” is also injecting energy into the interconnected network and meets*

<sup>60</sup> Pièce [C-RTA-0066](#), p. 17 et 18.

<sup>61</sup> Pièce [C-RTA-0066](#), p. 6.

<sup>62</sup> Pièce [C-RTA-0034](#), p. 4, R. 1.3.

*the established applicability threshold (75 MW per the exclusion E2 of the BES definition for other jurisdictions).*

[...] »<sup>63</sup>.

[80] La Régie retient des conclusions des études réalisées par le Coordonnateur que le déclenchement des centrales de RTA peut entraîner l'activation des systèmes de délestage de charges, qualifiés par ce dernier comme « système de défense » pour le réseau. Pour cette raison, elle est d'avis que ces événements peuvent être qualifiés comme ayant un impact significatif à l'extérieur de la zone locale d'où ils sont initiés.

[81] La Régie retient également que la NERC, dans sa justification du seuil de 1 500 MW, fait référence aux réserves pour contingence en usage, ce qui, de l'avis de la Régie, en matière de critère de performance, est loin d'être comparable à l'activation de « système de défense » conduisant au délestage de clients à la grandeur de l'Interconnexion du Québec.

[82] La Régie est par ailleurs d'avis qu'il serait déraisonnable, voire imprudent, d'établir le seuil à partir duquel une entité devrait se protéger contre une attaque cybernétique ou physique simple, de façon telle, qu'à ce seuil, le « système de défense » conduisant au délestage de clients à la grandeur de l'Interconnexion du Québec soit activé pour assurer l'intégrité du réseau de transport d'électricité.

[83] La Régie est d'avis que, si elle acceptait pour le Québec que le délestage de charges<sup>64</sup> du « système de défense » soit utilisé aux fins de la catégorisation des impacts « faible » à « moyen », il y aurait là une nette discordance entre le régime de normes de fiabilité du transport d'électricité du Québec et celui du reste de l'Amérique du Nord.

[84] Pour ce qui est de la proposition de RTA de réaliser des études de stabilité additionnelles, la Régie rappelle que le Coordonnateur doit fournir une évaluation de la pertinence des normes qu'il dépose pour adoption, ce qu'il a fait dans le présent dossier.

---

<sup>63</sup> Pièce [C-RTA-0034](#), p. 5, R. 1.4.

<sup>64</sup> Selon le Glossaire : *Dispositif ou consommateur final qui reçoit de l'électricité du réseau électrique.*

[85] À cet égard, la Régie est d'avis que les simulations déposées sont suffisamment probantes pour lui permettre de juger de l'impact des installations de RTA sur la fiabilité du Réseau de transport, dans le contexte des normes CIP.

**[86] En conclusion, pour les motifs énoncés précédemment, la Régie rejette l'utilisation des principes d'injection « nette » ou d'impact « net » au réseau de RTA, tels qu'ils sont présentés dans le présent dossier, aux fins de leur application aux Normes CIP.**

[87] La Régie note les commentaires de RTA à l'effet que la situation actuelle pourrait évoluer dans le futur.

**[88] La Régie en convient et, le cas échéant, RTA pourra faire valoir les implications de cette évolution pour ce qui est de l'application des Normes CIP à ses installations.**

[89] La Régie réitère l'avis émis précédemment à l'effet que, dans le contexte de devoir se protéger contre de potentielles attaques physiques et cybernétiques sur les infrastructures critiques, une application uniforme des Normes CIP à l'Interconnexion du Québec est pertinente et souhaitable.

[90] Dans ce contexte et pour les motifs énoncés précédemment, la Régie est d'avis qu'en matière d'application des Normes CIP, c'est à la puissance maximale en cause que les seuils permettant la catégorisation d'impact des systèmes en cause doivent être confrontés.

[91] **Par conséquent, la Régie :**

- **juge que les normes CIP faisant l'objet du présent dossier ne nécessitent pas de disposition particulière pour leur application aux installations de RTA à titre de PVI au Québec;**
- **ne donne pas suite aux demandes de RTA en relation avec la Puissance assignée et le Critère d'exclusion;**
- **met fin à la suspension octroyée aux paragraphes 48 et 82 de sa décision D-2016-119<sup>65</sup> applicable aux installations des PVI.**

---

<sup>65</sup> Décision [D-2016-119](#).

[92] En ce qui a trait au seuil à partir duquel les systèmes en cause sont catégorisés d'impact « faible » à « moyen » (le Seuil), la Régie adhère à la position du Coordonnateur à l'effet, qu'au Québec, ce seuil est associé au fonctionnement du système de délestage en sous-fréquence (le DSF).

[93] À la suite de l'examen de la pièce confidentielle B-0066 « Impacts de contingences dans le réseau de RTA sur le réseau d'HQT », la Régie juge probante la démonstration du Coordonnateur relativement à la norme CIP-002-5.1 en ce qui a trait au Seuil de 1 500 MW qui y est prescrit.

[94] Cependant, la Régie est d'avis qu'il est nécessaire de démontrer que la valeur de 1 500 MW appliqué au Seuil est celle qui permet l'atteinte de l'objectif visé, dans le contexte de l'application au Québec, des Normes CIP.

**[95] Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur d'inclure, lors du dépôt de la prochaine demande d'adoption des normes CIP, les éléments permettant de justifier le maintien du Seuil à la valeur proposée au présent dossier ou, le cas échéant, de réévaluer cette valeur.**

[96] La Régie rappelle à cet égard avoir pris acte, dans sa décision D-2016-119, de l'engagement du Coordonnateur de déposer la version 6 des normes CIP au cours du premier semestre de 2017<sup>66</sup>.

[97] Elle rappelle également que les systèmes DSF sont encadrés par certaines normes de la NERC, dont la norme PRC-006 « Délestage en sous-fréquence automatique », et elle s'attend à ce que le Coordonnateur en tienne compte dans sa preuve à venir.

[98] Dans ses décisions, la Régie prend en considération les impacts que les normes causent aux entités qu'elles visent. Par la présente décision, elle est consciente du fait qu'elle entraînera des coûts additionnels pour RTA, lesquels auront un impact sur la compétitivité de l'entreprise. Toutefois, l'industrie étant confrontée à des menaces réelles d'attaques cybernétiques ou physiques contre des infrastructures critiques, la Régie est d'avis que les impératifs de sécurité publique doivent primer. RTA a déjà d'ailleurs procédé à des investissements visant à protéger ses installations contre de telles éventualités.

---

<sup>66</sup> Décision [D-2016-119](#), p. 9, par. 22.

[99] Dans la présente décision, la Régie demande au Coordonnateur de déposer, dans un prochain dossier, une preuve portant sur le Seuil. De l'avis de la Régie, au terme de l'examen de cette preuve à venir, le Seuil sera maintenu à son niveau actuel ou sera réduit à un niveau inférieur.

[100] Par conséquent, la Régie est d'avis que toute activité de conformité réalisée par les entités visées par les Normes CIP applicables aux installations de catégorie « moyen » demeurera pertinente, quelles que soient les conclusions de l'examen à venir.

[101] Pour les entités exemptées de la version 1 des normes CIP, en date de décembre 2015, le Coordonnateur propose de fixer l'entrée en vigueur des normes adoptées au cours du présent dossier au 1<sup>er</sup> jour du 1<sup>er</sup> trimestre civil à survenir deux ans après l'adoption des normes par la Régie pour les installations à impact « élevé » ou « moyen » et à trois ans pour les installations à impact « faible »<sup>67</sup>.

[102] La Régie considère que ces délais sont raisonnables, dans les circonstances.

[103] **Par conséquent, la Régie fixe l'entrée en vigueur des Normes CIP adoptées au cours du présent dossier comme suit :**

- **pour les installations des PVI, l'entrée en vigueur des normes est fixée :**
  - **au 1<sup>er</sup> avril 2019 pour les systèmes électroniques BES avec impact « moyen » ou « élevé »;**
  - **au 1<sup>er</sup> avril 2020 pour les systèmes électroniques BES avec impact « faible ».**

[104] **Compte tenu des points de décision émis précédemment, la Régie demande au Coordonnateur d'inclure à la section « Historique des révisions » des Annexes des normes CIP-002-5.1, CIP-003-5, CIP-004-5.1, CIP-005-5, CIP-006-5, CIP-007-5, CIP-008-5, CIP-009-5, CIP-010-1 et CIP-011-1, les références :**

---

<sup>67</sup> Pièce [B-0016](#), p. 10.

- à la présente ordonnance relative à la levée de la suspension d'application de ces normes aux installations des PVI;
- à la présente ordonnance relative aux dates d'entrée en vigueur pour les installations des PVI des normes CIP-002-5.1, CIP-003-5, CIP-004-5.1, CIP-005-5, CIP-006-5, CIP-007-5, CIP-008-5, CIP-009-5, CIP-010-1 et CIP-011-1 et leur Annexe.

#### 4. MODIFICATIONS AU GLOSSAIRE

[105] RTA conclut sa preuve en ces termes :

*« 58. RTA demande ainsi à la Régie les modifications au Registre, au Glossaire et aux normes CIP qui sont plus amplement décrites au paragraphe 6 des présentes »<sup>68</sup>.*

[106] Pour ce qui est du Glossaire, elle demande des précisions relativement aux aspects suivants :

- la définition du RTP à l'égard des PVI;
- la Puissance assignée aux PVI;
- le Critère d'exclusion à l'égard des PVI.

[107] RTA demande que les fondements de ces définitions reposent sur la puissance « nette » injectée au(x) point(s) d'*interconnexion* avec le réseau d'HQT.

#### **Opinion de la Régie**

[108] La Régie ayant rejeté, pour l'application des Normes CIP aux PVI, les principes d'injection « nette » et d'impact « net », tels qu'ils sont présentés par RTA, il n'y a pas lieu d'accueillir cette demande qui y est associée.

---

<sup>68</sup> Pièce [C-RTA-0018](#), p. 11.

[109] **Pour ce motif, la Régie ne donne pas suite à cette demande de RTA.**

## 5. MODIFICATIONS AU REGISTRE

[110] Le Coordonnateur demande à la Régie d'approuver les modifications au Registre, dans leurs versions française et anglaise, comme indiqué à la pièce HQCMÉ-1, document 1, section 6<sup>69</sup>.

[111] Au soutien de cette demande, il soumet ce qui suit :

*« La norme CIP-002-5.1 stipule que les entités responsables concernées doivent catégoriser leurs systèmes électroniques BES et les actifs électroniques BES connexes, selon les critères de l'annexe 1 de cette norme. Les entités responsables sont tenues d'inventorier et de catégoriser les systèmes électroniques BES dont l'impact est élevé ou moyen. De plus, les listes exigées par l'exigence E1 de cette norme doivent être revues sur une base périodique pour s'assurer que tous les systèmes électroniques BES pertinents ont été correctement identifiés et catégorisés. Ces activités ne peuvent dorénavant plus être réalisées par le Coordonnateur de la fiabilité pour l'ensemble des entités visées au Québec comme c'était le cas en vertu des dispositions particulières d'application des normes CIP v1 adoptées par la Régie.*

*Par conséquent, les modifications au Registre comportent le retrait de toute information à l'égard des actifs critiques, d'une part le champ « Actifs classés critiques aux fins des normes CIP » des fiches des entités visées (annexe A du Registre) et d'autre part, la colonne « Actif critique » des installations de transport, de production, de télécommunications et les centres d'exploitation (Annexes B, C, D et F du Registre).*

*Par ailleurs, une mention sera ajoutée à la colonne « Particularités » de l'annexe C identifiant les installations de production dont certains groupes peuvent être îlotés sur des réseaux à l'extérieur de l'Interconnexion du Québec*

---

<sup>69</sup> Pièce [B-0002](#), p. 3.

*afin de départager les installations qui sont visées par l'application des normes CIP de celles qui en sont exemptées* »<sup>70</sup>. [nous soulignons]

[112] Par ailleurs, RTA soumet ce qui suit :

*« (v) le Registre devrait identifier les installations de production RTP et les installations des PVI qui ne sont pas assujetties à l'application de la version 5 des normes CIP, de la même manière que le Registre identifie les entités ayant des actifs critiques ou non;*

*(vi) le Registre devrait identifier les installations de production RTP et les installations des PVI qui sont assujetties aux critères 2.3, 2.6, 2.7 ou 2.9 de l'Annexe 1 de la norme CIP-002-5.1 »*<sup>71</sup>. [nous soulignons]

[113] RTA réitère, lors de l'audience, ses demandes portant sur le Registre et précise qu'elle ne demande pas à la Régie de conclure sur les impacts de ses installations. Elle soumet que ce serait à elle de s'autocatégorieser et qu'elle recherche, entre autres, une clarification de l'interprétation de l'article 2.11<sup>72</sup>.

[114] Les critères 2.3, 2.6, 2.7 et 2.9, qui sont reproduits en annexe, font référence à des installations ou des systèmes spécifiques qui sont désignés par le *coordonnateur de la fiabilité* (RC), le *coordonnateur de la planification* (PC)<sup>73</sup> ou le *planificateur de réseau de transport* (TP) (les Installations désignées).

[115] Lors de la séance de travail tenue le 5 mai 2016, la norme CIP-002-5.1 a fait l'objet de plusieurs échanges entre les participants et la Régie sur différents enjeux, dont celui des Installations désignées<sup>74</sup>.

[116] À la suite de cette séance, le Coordonnateur a produit la liste des centrales dont minimalement un groupe peut être synchronisé avec un réseau voisin, et n'a pas soumis de liste identifiant des Installations désignées<sup>75</sup>.

---

<sup>70</sup> [Pièce B-0015](#), p. 13 et 14.

<sup>71</sup> Pièce [C-RTA-0018](#), p. 2.

<sup>72</sup> Pièce [A-0039](#), p. 131 et 132.

<sup>73</sup> Également dénommé « *responsable de la planification (Planning Authority (PA))*).

<sup>74</sup> Pièce [A-0013](#), section A1 - Normes CIP - Clarifications Norme CIP-002-5.1 - Catégorisation des systèmes électroniques BES.

<sup>75</sup> Pièce [B-0038](#).

## Opinion de la Régie

[117] La Régie reproduit ci-dessous la définition de système électronique BES<sup>76</sup> et d'actif électronique BES<sup>77</sup> :

*« Système électronique BES*

*Un ou plusieurs actifs électroniques BES regroupés logiquement par une entité responsable afin d'effectuer une ou plusieurs tâches de fiabilité pour une entité fonctionnelle ».*

*« Actif électronique BES*

*Actif électronique qui, s'il était endommagé, mal utilisé ou rendu indisponible, entraînerait, dans les 15 minutes suivant son fonctionnement requis, son fonctionnement incorrect, ou son non-fonctionnement, un impact négatif sur un ou plusieurs réseaux, installations ou équipements, lesquels, s'ils se trouvaient détruits, endommagés ou autrement rendus indisponibles en cas de besoin, affecteraient l'exploitation fiable du système de production-transport d'électricité. La redondance des réseaux, installations ou équipements en question ne doit pas être prise en compte dans l'évaluation de l'impact négatif. Chaque actif électronique BES est compris dans un ou plusieurs systèmes électroniques BES. (Un actif électronique n'est pas un actif électronique BES si, pendant 30 jours civils consécutifs ou moins, il est relié directement à un réseau situé dans un périmètre de sécurité électronique (ESP), à un actif électronique situé à l'intérieur d'un ESP ou à un actif électronique BES et qu'il est utilisé à des fins de transfert de données, d'analyse de vulnérabilité, de maintenance ou de diagnostic.) ».*

[118] La Régie est d'avis que l'identification de ces systèmes et actifs, auxquels les normes CIP sont désormais applicables, est du ressort des entités qui en sont propriétaires. Elle partage l'opinion du Coordonnateur à l'effet qu'il ne peut plus réaliser cette activité pour l'ensemble des entités visées au Québec.

---

<sup>76</sup> Pièce [B-0044](#), p. 40.

<sup>77</sup> Pièce [B-0044](#), p. 3.

[119] Elle constate qu'aucune intervenante ne s'y est objectée et note l'allégation de RTA à l'effet que l'autocatégorisation de l'impact de ses installations lui appartient.

**[120] Par conséquent, la Régie approuve les retraits au Registre de toute information à l'égard des actifs critiques, d'une part, le champ « Actifs classés critiques aux fins des normes CIP » des fiches des entités visées (annexe A du Registre) et, d'autre part, la colonne « Actif critique » des installations de transport, de production, de télécommunications et les centres d'exploitation (annexes B, C, D et F du Registre).**

[121] En ce qui a trait à la demande de RTA d'identifier au Registre les installations qui ne sont pas assujetties aux normes CIP, la Régie est d'avis qu'une telle inscription serait pertinente en autant qu'elle consigne des exceptions à la règle. Tel aurait pu être le cas si la Régie avait retenu l'application des principes d'injection « nette » ou d'impact « net » proposée par l'intervenante. Or, dans la présente décision, la Régie n'a pas retenu ces principes pour l'application des normes CIP.

**[122] Par conséquent, la Régie ne donne pas suite à cette demande de RTA.**

[123] Pour ce qui est de l'inscription des Installations désignées au Registre<sup>78</sup>, la Régie est notamment d'avis que, dans le contexte de l'application des normes CIP, une telle désignation aura un impact significatif sur les activités des entités qui en sont propriétaires ou exploitantes.

[124] La Régie note que cette désignation, en partie discrétionnaire, relève des RC, PC ou TP, et qu'au Québec, ces fonctions sont attribuées à HQCMÉ ou à HQT.

[125] La Régie souligne que selon l'article 85.13 de la Loi, le Coordonnateur doit déposer pour approbation un registre identifiant les entités visées par les normes de fiabilité qu'elle adopte ainsi que selon le paragraphe suivant de sa décision D-2011-068 :

*« [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*

---

<sup>78</sup> Pièce [C-RTA-0018](#), p. 2, article (vi).

*deux registres, soumis pour approbation, forment un tout indissociable et, par conséquent, doivent former un seul registre »<sup>79</sup>.*

[126] Pour ces motifs, la Régie est d'avis qu'une telle désignation discrétionnaire, pour être effective, doit obtenir son approbation préalable.

[127] **Par conséquent, la Régie accueille cette demande de RTA. Elle demande au Coordonnateur de prévoir au Registre l'identification des Installations désignées, le cas échéant, par le RC, le PC ou le TP, conformément aux critères 2.3, 2.6, 2.7 ou 2.9 de l'Annexe 1 de la norme CIP-002-5.1.**

[128] **Compte tenu des points de décision émis précédemment, la Régie demande au Coordonnateur d'inclure à la section « Historique des révisions » du Registre les références :**

- **à la présente ordonnance relative aux retraits des données citées au paragraphe 120 de la présente décision;**
- **à la présente ordonnance relative aux ajouts des données citées au paragraphe 127 de la présente décision.**

[129] **Pour ces motifs,**

### **La Régie de l'énergie :**

**INTERDIT** la divulgation, la publication ou la diffusion des renseignements caviardés contenus aux pièces B-0074, B-0075 et B-0077, sans restriction quant à la durée de cette interdiction;

**INTERDIT** la divulgation, la publication ou la diffusion des pièces C-RTA-0054, C-RTA-0055 et C-RTA-0056 et de tous les renseignements qu'elles contiennent, ainsi que des renseignements caviardés contenus à la page 5 de la pièce C-RTA-0065, ainsi qu'aux pages 14, 15, 32 et 33 de la pièce C-RTA-0066, et ce, sans restriction quant à la durée de cette interdiction;

---

<sup>79</sup> Dossier R-3699-2009, décision [D-2011-068](#), p. 41, par. 169.

**REJETTE** l'utilisation des principes d'injection « nette » ou d'impact « net » aux points d'*interconnexion* aux fins de la caractérisation de l'impact des installations des PVI, dans le contexte de l'application des Normes CIP, ainsi que les demandes de RTA de modifications du Glossaire et du Registre qui y sont associées;

**MET FIN** à la suspension de l'application des Normes CIP accordée aux installations des PVI;

**ACCUEILLE** la demande de modifications du Registre du Coordonnateur et **APPROUVE** le retrait de toute information à l'égard des actifs critiques, d'une part, le champ « Actifs classés critiques aux fins des normes CIP » des fiches des entités visées (annexe A du Registre) et, d'autre part, la colonne « Actif critique » des installations de transport, de production, de télécommunications et des centres d'exploitation (annexes B, C, D et F du Registre);

**FIXE** les dates d'entrée en vigueur des normes CIP-002-5.1, CIP-003-5, CIP-004-5.1, CIP-005-5, CIP-006-5, CIP-007-5, CIP-008-5, CIP-009-5, CIP-010-1 et CIP-011-1 comme suit :

- pour les installations des PVI, l'entrée en vigueur des normes est fixée :
  - au **1<sup>er</sup> avril 2019** pour les systèmes électroniques BES avec impact « moyen » ou « élevé »,
  - au **1<sup>er</sup> avril 2020** pour les systèmes électroniques BES avec impact « faible »;

**DEMANDE** au Coordonnateur de déposer, au plus tard le **4 avril 2017**, les normes CIP-002-5.1, CIP-003-5, CIP-004-5.1, CIP-005-5, CIP-006-5, CIP-007-5, CIP-008-5, CIP-009-5, CIP-010-1 et CIP-011-1 et leur Annexe, modifiées conformément au paragraphe 104 de la présente décision;

**DEMANDE** au Coordonnateur de déposer pour approbation, au plus tard le **4 avril 2017**, le Registre modifié conformément aux paragraphes 120, 127 et 128 de la présente décision;

**ORDONNE** aux participants de se conformer à tous les autres éléments décisionnels de la présente décision;

**PERMET** aux intervenants de soumettre leur demande de remboursement de frais au plus tard le **4 avril 2017**.

Marc Turgeon

Régisseur

**Représentants :**

**Énergie La Lièvre s.e.c. (ÉLL) représentée par M<sup>e</sup> Paule Hamelin;**

**Hydro-Québec représentée par M<sup>e</sup> Jean-Olivier Tremblay et M<sup>e</sup> Gourami Kakhadze;**

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



# **ANNEXE**

## **NORME CIP-002-5.1 – ANNEXE 1**

### **CRITÈRES DE DEGRÉ D'IMPACT**

**Annexe (4 pages)**

**M. T.** \_\_\_\_\_

## CIP-002-5.1 – Annexe 1

### Critères de degré d'impact

Les critères définis à la présente annexe ne sont pas des exigences de conformité autonomes, mais des éléments de caractérisation du degré d'impact auxquels renvoient les exigences.

#### 1. Impact élevé (H)

Chaque *système électronique BES* utilisé par et situé dans une des installations suivantes :

- 1.1. Chaque *centre de contrôle* ou *centre de contrôle* de repli utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles du *coordonnateur de la fiabilité*.
- 1.2. Chaque *centre de contrôle* ou *centre de contrôle* de repli utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles du *responsable de l'équilibrage* pour :
  - 1) une production totale de 3 000 MW ou plus dans une même *Interconnexion*, ou
  - 2) au moins un actif qui répond au critère 2.3, 2.6 ou 2.9.
- 1.3. Chaque *centre de contrôle* ou *centre de contrôle* de repli utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles de l'*exploitant de réseau de transport* pour au moins un actif qui répond au critère 2.2, 2.4, 2.5, 2.7, 2.8, 2.9 ou 2.10.
- 1.4. Chaque *centre de contrôle* ou *centre de contrôle* de repli utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles de l'*exploitant d'installation de production* pour au moins un actif qui répond au critère 2.1, 2.3, 2.6 ou 2.9.

#### 2. Impact moyen (M)

Chaque *système électronique BES*, non inclus dans la section 1 ci-dessus, associés à un des éléments suivants :

- 2.1. Production en service, pour chaque ensemble de groupes de production à une seule centrale, dont la puissance active nominale nette totale la plus élevée des 12 mois civils précédents est de 1 500 MW ou plus dans une même *Interconnexion*. Pour chaque ensemble de groupes de production, les seuls *systèmes électroniques BES* qui répondent à ce critère sont les *systèmes électroniques BES* partagés qui pourraient, dans un délai de 15 minutes, avoir un impact négatif sur l'exploitation fiable de toute combinaison de groupes de production qui, ensemble, représentent 1 500 MW ou plus dans une même *Interconnexion*.
- 2.2. Chaque ressource ou groupe de ressources de puissance réactive du BES à un seul emplacement (à l'exclusion des *installations* de production) dont la puissance réactive nominale maximale totale est de 1 000 Mvar ou plus (à l'exclusion de celles aux

*installations* de production). Les seuls *systèmes électroniques BES* qui répondent à ce critère sont les *systèmes électroniques BES* partagés qui pourraient, dans un délai de 15 minutes, avoir un impact négatif sur l'exploitation fiable de toute combinaison de ressources qui au total représentent 1 000 Mvar ou plus.

- 2.3.** Chaque *installation* de production que son *coordonnateur de la planification* ou son *planificateur de réseau de transport* désigne, et en informe le *propriétaire d'installation de production* ou l'*exploitant d'installation de production*, comme étant nécessaire pour éviter un *impact négatif sur la fiabilité* dans un horizon de planification de plus d'un an.
- 2.4.** *Installations* de *transport* exploitées à 500 kV ou plus. Aux fins de ce critère, le jeu de barres collectrices d'une centrale de production n'est pas considéré comme une *installation* de *transport*, mais comme une partie de l'*installation* de raccordement de la production.
- 2.5.** *Installations* de *transport* exploitées entre 200 et 499 kV dans un seul poste, dans les cas où le poste est raccordé à une tension de 200 kV ou plus à au moins trois autres postes de *transport* et ayant une « valeur pondérée totale » de plus de 3 000 selon le tableau ci-dessous. La « valeur pondérée totale » pour un même poste est déterminée en faisant la somme des « valeurs pondérées par ligne » indiquées au tableau ci-dessous pour chaque *ligne de transport* BES d'arrivée et de départ qui le relie à un autre poste de *transport*. Aux fins de ce critère, le jeu de barres collectrices d'une centrale de production n'est pas considéré comme une *installation* de *transport*, mais comme une partie de l'*installation* de raccordement de la production.

Valeur de tension d'une ligne	Valeur pondérée par ligne
Moins de 200 kV (sans objet)	(sans objet)
200 à 299 kV	700
300 à 499 kV	1300
500 kV et plus	0

- 2.6.** Production d'une seule centrale ou *installations* de *transport* d'un seul poste, qui sont désignées par leur *coordonnateur de la fiabilité*, leur *responsable de la planification* ou leur *planificateur de réseau de transport* comme essentielles au calcul des *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (IROL) et leurs contingences associées.
- 2.7.** *Installations* de *transport* désignées comme essentielles pour respecter les exigences relatives à l'interface de centrale nucléaire.
- 2.8.** *Installations* de *transport*, y compris les *installations* de raccordement de la production, qui fournissent le raccordement de la production nécessaire pour raccorder la sortie du groupe de production aux *réseaux* de *transport* et qui, si elles étaient détruites, endommagées, mal utilisées ou autrement rendues indisponibles, entraîneraient la perte d'*installations* de production identifiées par un *propriétaire d'installation de production* en vertu du critère 2.1 ou 2.3 de l'annexe 1.

- 2.9.** Chaque *automatisme de réseau (SPS)*, *plan de défense (RAS)* ou système de manoeuvre automatisé qui commande des éléments du BES qui, s'ils étaient détruits, endommagés, mal utilisés ou autrement rendus indisponibles, provoqueraient le dépassement d'une ou de plusieurs *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* à défaut de fonctionner comme prévu ou entraîneraient la réduction d'une ou de plusieurs IROL s'ils étaient détruits, endommagés, mal utilisés ou autrement rendus indisponibles.
- 2.10.** Chaque système ou groupe d'*éléments* qui effectue du délestage de *charge* automatique sous un système de commande commun, sans intervention humaine, de 300 MW ou plus en mettant en oeuvre du délestage de charge en sous-tension (DST) ou du délestage de charge en sous-fréquence (DSF) selon un programme de délestage de charge soumis à une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou régionale.
- 2.11.** Chaque *centre de contrôle* ou *centre de contrôle* de repli, non déjà inclus dans la catégorie Impact élevée (H) ci-dessus, utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles de l'*exploitant d'installation de production* pour une puissance active nominale nette totale maximale, pour les 12 mois civils précédents, de 1 500 MW ou plus dans une même *Interconnexion*.
- 2.12.** Chaque *centre de contrôle* ou *centre de contrôle* de repli utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles de l'*exploitant de réseau de transport* non inclus dans la catégorie Impact élevé (H) ci-dessus.
- 2.13.** Chaque *centre de contrôle* ou *centre de contrôle* de repli, non déjà inclus dans la catégorie Impact élevée (H) ci-dessus, utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles du *responsable de l'équilibrage* pour une production égale ou supérieure à 1 500 MW dans une même *Interconnexion*.

### **3. Impact faible (L)**

*Systèmes électroniques BES* non inclus dans les sections 1 et 2 ci-dessus, qui sont associés à l'un ou l'autre des actifs suivants et qui répondent aux critères d'applicabilité de l'alinéa 4.2 (*Installations*) de la section Applicabilité de la présente norme :

- 3.1.** *Centres de contrôle* et *centres de contrôle* de repli;
- 3.2.** Postes de transport;
- 3.3.** Ressources de production;
- 3.4.** Systèmes et installations essentiels à la remise en charge du réseau, y compris les *ressources à démarrage autonome* et les *chemins de démarrage* ainsi que les exigences relatives aux manoeuvres initiales;

- 
- 3.5.** *Automatismes de réseau* qui supportent l'exploitation fiable du *système de production-transport d'électricité*;
- 3.6.** Pour les *distributeurs, systèmes de protection* indiqués à l'alinéa 4.2.1 de la section Applicabilité ci-dessus.