

## **Version caviardée**

# **Complément de preuve du Coordonnateur de la fiabilité du Québec à la suite de la décision D-2016-138**



## Table des matières

<b>1</b>	<b>Contexte.....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>L'objectif du régime obligatoire du Québec .....</b>	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>La pertinence des normes CIP .....</b>	<b>7</b>
3.1	L'infrastructure critique dans le domaine électrique .....	7
3.2	La pertinence des normes CIP au Québec.....	8
<b>4</b>	<b>L'entité RTA .....</b>	<b>9</b>
4.1	Profil de l'entité RTA .....	9
4.2	L'enregistrement de RTA au Québec.....	10
4.3	La demande de RTA dans le dossier R-3947-2015.....	11
<b>5</b>	<b>L'application des normes CIP à RTA .....</b>	<b>11</b>
5.1	Critères d'applications pertinents .....	11
5.2	La demande de RTA .....	12
5.3	Fardeau de la preuve .....	12
<b>6</b>	<b>Preuve de RTA - pertinence .....</b>	<b>13</b>
6.1	L'application du BES états-unien aux installations de RTA, ainsi que les processus d'exclusion et d'inclusion.....	13
6.2	Exclusion E1 : réseau radial.....	14
6.3	Exclusion 2 : Production par un producteur pour ses propres besoins .....	15
6.4	Exclusion E3 : Réseau local.....	17
6.5	Le processus d'exception.....	18
6.6	L'inapplicabilité des exemples de la NERC quant à l'application des normes de fiabilité du Québec à RTA .....	18
6.7	L'injection nette d'un centrale de plus de 300 MVA .....	19
6.8	Le centre de contrôle de RTA [REDACTED].....	19
6.9	L'impact du réseau RTA sur le réseau RTP .....	20
6.9.1	L'évènement du 8 juin 2014 relaté par RTA.....	22
6.9.2	Autres évènements historiques.....	26
6.9.3	Études de perturbations .....	28
6.9.4	Impact sur les limites .....	29
<b>7</b>	<b>Réponse à l'argument de RTA – impact des normes CIP sur les installations de RTA .....</b>	<b>30</b>
7.1	L'impact est important.....	30
7.2	Les mesures de sécurité et de cybersécurité de RTA .....	30
7.2.1	Identification et catégorisation des installations et des systèmes électroniques du BES.....	30
7.2.2	Périmètre de sécurité physique.....	31
7.2.3	Périmètre de sécurité électronique.....	31
7.2.4	Protection des systèmes.....	32
<b>8</b>	<b>Recommandation du Coordonnateur .....</b>	<b>33</b>
8.1	Impact négatif sur la fiabilité.....	33
8.2	Le fardeau appartient à RTA .....	35

**Liste des tableaux**

Tableau 1 : Transfert du réseau de RTA vers le réseau d'HQT - modèle boîte noire (MW horaire).....	10
Tableau 2 : Livraison nette du réseau RTA (MW horaire) (modèle boîte noire).....	16
Tableau 3 : Historique des variations [REDACTED] dans la zone de RTA durant l'année 2016.....	27
Tableau 4 : Modification maximales de transferts entre le réseau HQT et le réseau RTA.....	28
Tableau 5 : Scénarios des études de perturbation.....	29

**Liste des figures**

Figure 1 : Tension et fréquence au poste Nicolet.....	23
Figure 2 : Transit de la ligne [REDACTED] au poste Laurentides .....	24
Figure 3 : Transfert de transit net entre HQ et RTA aux points d'interconnexions.....	24
Figure 4 : Production à la centrale [REDACTED] .....	25
Figure 5 : Production à la centrale [REDACTED] .....	25
Figure 6 : Marge de réglage du RFP.....	26

1 **Les normes de fiabilité du Québec relatives à la protection des infrastructures**  
2 **critiques et leur applicabilité à Rio-Tinto-Alcan**

1 **Contexte**

3 L'industrie nord-américaine de l'électricité, dans la foulée des conclusions et leçons  
4 apprises de la panne majeure ayant affectée le Canada et l'est des États-Unis en 2003, a  
5 adopté une série de normes de fiabilité obligatoires afin qu'elle puisse réguler ses activités.  
6 Ces normes de fiabilité ont pour objectif de discipliner l'industrie afin que chacune des  
7 entités applique les meilleures pratiques de l'industrie et ainsi éviter les impacts négatifs sur  
8 la fiabilité des réseaux électriques.

9 Depuis sa désignation par la Régie de l'énergie (la « Régie »), le coordonnateur de la  
10 fiabilité du Québec (le «Coordonnateur») remplit les obligations qui lui sont dévolues par la  
11 *Loi sur la Régie de l'énergie* (la «LRÉ»), soit celles de déposer :

- 12 • Les normes de fiabilité proposées par la *North American Electric Reliability*  
13 *Corporation* (la «NERC») ou le *Northeast Power Coordinating Council* (le «NPCC»)   
14 ainsi que toute variante ou autre norme qu'il estime nécessaire;
- 15 • Une évaluation de la pertinence et des impacts des normes déposées;
- 16 • Un registre, pour approbation, identifiant les entités visées par les normes de  
17 fiabilité adoptées par la Régie, soit le «Registre».

18 Le Coordonnateur, en conformité avec les prescriptions de la LRÉ, a déposé une demande  
19 dans le présent dossier portant sur les normes visant la protection des infrastructures  
20 critiques (les normes «CIP») avec des adaptations nécessaires et reflétant les particularités  
21 de l'Interconnexion du Québec.

22 Le Coordonnateur comprend que la demande de l'entité Rio Tinto Alcan, inc. («RTA») est  
23 d'alléger l'application des normes CIP à RTA et accessoirement, aux producteurs à vocation  
24 industriel («PVI»), soit par la codification aux normes et au Registre<sup>1</sup>, soit par une  
25 interprétation consignée de la Régie<sup>2</sup>.

26 Le complément de preuve déposée par le Coordonnateur est présenté en trois volets.

---

<sup>1</sup> Pièce C-RTA-0018, p. 2

<sup>2</sup> « Specifically, AESI wishes to establish a common and appropriate interpretation of the applicability of CIP-002-5.1 Attachment 1 criterion 2.11 in the context of a PVI that will then be used in RTA's initial self-identification and self-categorization of its BCS, and used in RTA's subsequent reviews of such self-identification and self-categorization of its BCS every 15 calendar months as required by Requirement R2 of the CIP-002-5.1 standard.» Réponses de RTA à la DDR no 1 du Coordonnateur, p.11

1 Premièrement, le Coordonnateur dépose le présent document qui résume et rappelle  
2 d'abord l'objectif du régime obligatoire de fiabilité du Québec, et ensuite, plus généralement,  
3 l'objectif des normes CIP en Amérique du Nord et au Québec. Le Coordonnateur traite  
4 ensuite de l'applicabilité des normes de fiabilité aux installations de RTA, notamment au  
5 niveau de leur pertinence et de leur impact. Finalement, le Coordonnateur fait état de sa  
6 recommandation à la Régie de rejeter la demande d'exemption des installations de RTA et  
7 de leur exclusion du régime des normes CIP et accessoirement pour les PVI.

8 Deuxièmement, le Coordonnateur présente des analyses effectuées selon divers scénarios  
9 d'événements sur le réseau de RTA démontrant l'impact négatif sur la fiabilité du réseau de  
10 transport sous la responsabilité du Coordonnateur.

11 Troisièmement, le Coordonnateur présentera un rapport d'expert démontrant et justifiant  
12 l'application des normes CIP au BES états-unien et plus spécifiquement au réseau de  
13 transport principal («RTP») québécois, notamment en démontrant la non-applicabilité des  
14 exclusions du BES états-unien au réseau de RTA.

## **2 L'objectif du régime obligatoire du Québec**

15 Le *Rapport final sur la panne du 14 août 2003 dans le nord-est des États-Unis et au Canada*  
16 conclut que cette panne était évitable et la première, et plus importante leçon, est que le  
17 respect volontaire de normes de fiabilité n'est plus acceptable pour les gouvernements du  
18 Canada et des États-Unis<sup>3</sup>. À ce titre, le rapport indique que : «*Les États-Unis et le Canada*  
19 *... doivent d'abord et avant tout rendre obligatoire le respect des normes et règles de*  
20 *fiabilité [...] »*

21 À cet égard, les différents gouvernements des provinces canadiennes ont tenté de donner  
22 suite aux recommandations de ce rapport. Le gouvernement du Québec a inscrit, à sa  
23 politique énergétique de 2006-2016, un objectif d'« *harmoniser le régime de normes de*  
24 *fiabilité du transport de l'électricité avec celui de nos partenaires nord-américains* »<sup>4</sup>.

25 Le gouvernement du Québec indique à sa politique qu'il appuie cet objectif en tant que  
26 participant au marché nord-américain de l'électricité.

---

<sup>3</sup> [Rapport final sur la panne du 14 août 2003 dans le nord-est des États-Unis et au Canada, Groupe de travail États-Unis-Canada sur la panne de courant](http://bibvir1.uqac.ca/archivage/24063935.pdf), page 1, consulté en ligne le 28 octobre 2016 à l'adresse suivante : [http://bibvir1.uqac.ca/archivage/24063935.pdf]

<sup>4</sup> [L'énergie pour construire le Québec de demain, La stratégie énergétique du Québec 2006-2015, Ministère des ressources naturelles et de la faune, 2006, Bibliothèque et archives nationales du Québec, p. 98](#)

### **3 La pertinence des normes CIP**

#### **3.1 L'infrastructure critique dans le domaine électrique**

1 Les gouvernements et l'industrie électrique se préoccupent de plus en plus des potentielles  
2 attaques physiques et cybernétiques sur les infrastructures critiques du réseau électrique.

3 Récemment, nous avons assisté sur la scène mondiale à plusieurs attaques cybernétiques  
4 et physiques visant des installations électriques.

5 Comme par exemple :

- 6 • En 2009, le virus « Stuxnet » a attaqué de façon systémique la tête d'opération des  
7 centrifugeuses d'uranium, mettant à mal du même coup, le programme d'énergie  
8 nucléaire iranien. Cette attaque était très sophistiquée, probablement étatique. Elle  
9 visait les vulnérabilités dans le système d'acquisition de données (le « SCADA »),  
10 le même genre de système que l'industrie électrique utilise pour contrôler ses  
11 équipements.
- 12 • En 2013, une attaque physique par un ou plusieurs attaquants armés a eu lieu sur  
13 un poste de transport à Metcalf, en Californie. Après l'enquête, il fut révélé que  
14 l'attaque était sans précédent, sophistiquée et avait été réalisée moyen de fusils  
15 d'assaut militaires. Les communications avec ce poste électrique avaient  
16 également été interrompues. L'attaque a fait des dommages substantiels à  
17 l'installation. Des semaines ont été nécessaires pour remplacer les équipements  
18 endommagés. En d'autres circonstances, cette attaque aurait pu causer plusieurs  
19 autres pannes.
- 20 • En 2015, une attaque sur différentes compagnies exploitant le système électrique  
21 de l'Ukraine a réussi à causer une panne de 80 000 clients. Après une enquête,  
22 cette attaque, probablement étatique, visait une panne plus large par l'entremise  
23 des systèmes d'information et les systèmes SCADA. De plus, les attaquants  
24 avaient étudié les vulnérabilités électroniques et électriques du réseau pendant des  
25 mois avant l'attaque. Finalement, les leçons de cette attaque rappelaient, entre  
26 autres, l'importance de la formation des employés quant à la cyber-sécurité<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> World Energy Council - « *World Energy Perspective – The road to resilience -2016 –Managing cyber risks* », page 19, consulté en ligne le 28 octobre 2016 à l'adresse électronique suivante : [\[https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/09/20160926\\_Resilience\\_Cyber\\_Full\\_Report\\_WEB.pdf\]](https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/09/20160926_Resilience_Cyber_Full_Report_WEB.pdf)

1 Ces attaques démontrent que :

- 2 • les systèmes électriques sont une cible réelle ;
- 3 • l'industrie électrique doit non seulement se prémunir contre des acteurs  
4 malveillants amateurs à la recherche de notoriété, mais surtout contre des groupes  
5 très bien organisés, comme des acteurs étatiques, ayant des moyens  
6 considérables et des objectifs stratégiques ou financiers clairs ;
- 7 • certaines attaques sont très sophistiquées, comportant plusieurs volets impliqués,  
8 passant d'une attaque initiale avec un courriel contaminé, à une attaque sur le  
9 système SCADA et démontrant une persistance quant à la recherche d'une  
10 possibilité d'infiltration ;
- 11 • certaines attaques comportent des aspects physiques importants.

12 Si ces attaques peuvent sembler exceptionnelles et surtout, loin du Québec, leurs  
13 possibilités d'occurrence sont toutefois bien réelles.

14 L'industrie électrique étant le fondement de notre société moderne et pouvant être une cible,  
15 les gouvernements ont imposé des normes de sécurité des infrastructures critiques  
16 obligatoires, soit les normes CIP. Développées par l'industrie elle-même, ces normes  
17 imposent un niveau minimal de sécurité.

18 Dans le contexte actuel, les menaces évoluent rapidement, et les normes CIP aussi. Bien  
19 que le présent dossier examine les normes CIP dans leur version 5, l'industrie travaille  
20 actuellement sur la version 7 de ces normes.

21 Néanmoins, la version 5 des normes CIP est un point tournant pour l'industrie. Mise en  
22 vigueur par toutes les juridictions nord-américaines, y compris le Québec, cette version  
23 impose des coûts, parfois importants, mais vise à amener l'industrie à un niveau minimal de  
24 sécurité pour l'ensemble des infrastructures critiques afin de protéger l'industrie et la  
25 société. Les normes CIP dans leur version 5 ont été développées afin d'offrir une meilleure  
26 résilience face à de potentielles attaques sur les infrastructures critiques.

### **3.2 La pertinence des normes CIP au Québec**

27 La criticité des infrastructures électriques ainsi que la protection de ces infrastructures, dans  
28 une société dépendante aux énergies comme la nôtre, n'est pas à démontrer. Le  
29 Coordonnateur rappelle que le réseau de transport au Québec est un réseau nord-  
30 américain soumis aux mêmes menaces potentielles d'attaques physiques et cybernétiques  
31 que les réseaux de ses voisins. Ni l'Interconnexion du Québec, ni aucune portion du réseau  
32 de cette Interconnexion ne doit devenir le flanc le plus vulnérable du réseau nord-américain.



1 Dans le présent dossier, le Coordonnateur a présenté la pertinence des normes CIP à la  
2 pièce HQCMÉ-1, Document 1, section 4. Le Coordonnateur a également proposé à la Régie  
3 de modifier l'application des normes CIP au Québec en justifiant le seuil des installations de  
4 production assujetties aux normes CIP à 300 MVA, le tout en relation avec la capacité de  
5 réponse du système de réglage fréquence-puissance de l'automatisme RFP, propre à  
6 l'Interconnexion du Québec . Cette adaptation est en conformité avec la nature particulière  
7 du réseau de l'Interconnexion du Québec et de sa topologie. La Régie a adopté, dans sa  
8 décision D-2016-119, les normes CIP avec cette disposition particulière.

#### **4 L'entité RTA**

##### **4.1 Profil de l'entité RTA**

9 RTA est un producteur industriel important au Québec avec près de 3500 MVA de capacité  
10 de production installée inscrite au Registre. Elle exploite également un réseau de transport  
11 qui raccorde ses sept (7) centrales de production du RTP à ses usines de production  
12 d'aluminium. Le réseau de RTA raccorde également d'autres producteurs industriels à leurs  
13 usines. Aussi, ce réseau offre un service de transport auxiliaire à Hydro-Québec  
14 Transénergie (« HQT »), permettant la livraison d'énergie à Hydro-Québec Distribution  
15 (« HQD ») pour divers clients industriels et résidentiels. Sans s'y limiter, les clients d'HQD  
16 des villes de La Baie et Port-Alfred sont raccordés via le réseau de RTA.

17 Ce réseau de transport comporte des lignes de haute tension à 345 et 161 kV. Le réseau  
18 RTA comporte également quatre connexions avec le réseau RTP de HQT.

19 En réponse à la demande de renseignement du Coordonnateur, RTA n'a pas déposé  
20 l'historique de sa production et consommation. Cependant, RTA mentionne que le  
21 maximum de sa production historique dans la dernière année était de [REDACTED]<sup>6</sup> RTA gère  
22 également ses propres réserves<sup>7</sup>.

23 Le Tableau 1 suivant présente un portrait de la capacité de transfert nette d'énergie (suivant  
24 le modèle boîte noire, modélisé selon un seul point d'entrée et de sortie) du réseau de RTA,  
25 telle qu'enregistrée en totalité à tous les points de l'interconnexion, à l'interface du réseau  
26 de RTA avec celui d'HQT, y compris les postes distributeurs qui reçoivent l'énergie de RTA  
27 via son réseau de transporteur auxiliaire.

---

<sup>6</sup> Pièce C-RTA-0035, p. 5

<sup>7</sup> R-3699-2009, Réponses à la DDR n° 1 de la Régie à RTA, p. 30.

Tableau 1 : Transfert du réseau de RTA vers le réseau d'HQT - modèle boîte noire (MW horaire)

Années	MW (moy.)	Réception		Livraison	
		MW (min)	MW(max)	MW (min)	MW(max)
2008	■	■	■	■	■
2009	■	■	■	■	■
2010	■	■	■	■	■
2011	■	■	■	■	■
2012*	■	■	■	■	■
2013	■	■	■	■	■
2014	■	■	■	■	■
2015	■	■	■	■	■
2016**	■	■	■	■	■

\* L'usine d'Alma de RTA a été en conflit de travail pendant 6 mois en 2012.

\*\* 2016-01-01 à 2016-08-31

1 Les limites d'exploitation normales sont établies à ■ en réception et ■ en  
 2 livraison. Tel qu'il appert du Tableau 1, la capacité de transfert maximal du réseau de RTA  
 3 est de ■ en réception et ■ en livraison, ■

4 ■  
 5 ■  
 6 ■

7 Par ailleurs, RTA a connu un conflit de travail durant 6 mois en 2012, ■  
 8 ■  
 9 ■

**4.2 L'enregistrement de RTA au Québec**

10 RTA est une entité inscrite au Registre à titre de propriétaire d'installation de production  
 11 (GO), d'exploitant d'installation de production (GOP), de propriétaire d'installation de  
 12 transport (TO) et de distributeur (DP).

13 Ailleurs en Amérique du Nord, RTA serait probablement enregistrée en tant que  
 14 responsable de l'équilibrage (BA) et exploitant de réseau de transport (TOP). Le  
 15 Coordonnateur souligne que l'expert Brian Evans-Mongeon est du même avis.

16 En l'absence d'enregistrement à titre de responsable de l'équilibrage (BA) et exploitant de  
 17 réseau de transport (TOP), RTA doit fournir au Coordonnateur certaines informations  
 18 d'exploitation dans l'horizon de planification et l'horizon temps réel, ces informations étant

1 nécessaires à l'exécution des fonctions de responsable de l'équilibrage (BA) et d'exploitant  
2 de réseau de transport (TOP) assumées par le Coordonnateur.

#### **4.3 La demande de RTA dans le dossier R-3947-2015**

3 Les conclusions recherchées par RTA ne sont pas clairement définies. D'abord, le  
4 Coordonnateur constate qu'AESI et RTA ne semblent pas contester les normes CIP, telles  
5 que déposées par le Coordonnateur. [REDACTED]

6 [REDACTED]  
7 [REDACTED]  
8 [REDACTED]  
9 [REDACTED] RTA semble rechercher en quelque sorte une  
10 interprétation de la Régie qui lui permettrait, soit par une disposition particulière aux normes  
11 CIP, soit par une codification au Registre de s'exclure de la portée des normes CIP.

12 Par ailleurs, le Coordonnateur estime que RTA confond le processus d'adoption des normes  
13 et la surveillance effectuée par la Régie en vertu du PSCAQ. Par exemple, en réponse à la  
14 demande de renseignements du Coordonnateur, RTA refuse de fournir plus d'une année  
15 d'historique afin de démontrer l'application d'un critère.<sup>8</sup> RTA recherche ainsi, à travers un  
16 dossier d'adoption de normes, l'évaluation de la conformité de ses propres installations et  
17 ainsi transfère une partie des coûts de sa conformité à l'ensemble de la clientèle du  
18 Transporteur. L'exercice réglementaire d'adoption des normes de fiabilité ne peut se  
19 substituer à la surveillance.

## **5 L'application des normes CIP à RTA**

### **5.1 Critères d'applications pertinents**

20 Avec la version 5 des normes CIP, le Registre n'identifiera plus les actifs critiques des  
21 installations. La responsabilité d'identifier ces actifs relève de l'entité selon des critères  
22 prédéfinis. La norme CIP-002-5.1 prévoit que les entités responsables concernées doivent  
23 catégoriser leurs systèmes électroniques BES et leurs installations selon les critères de  
24 l'Annexe 1 de cette norme, soit en fonction de leur impact élevé, moyen ou faible sur la  
25 fiabilité du réseau de transport principal.

---

<sup>8</sup> Pièce C-RTA-0035, p. 2-3 et p.5.

1 Selon les informations disponibles et afin d'illustrer le résultat de cette catégorisation d'actifs  
2 dans le contexte de surveillance abordé par RTA dans sa preuve, le Coordonnateur est  
3 d'avis que la version 5 des normes CIP s'applique à RTA suivant la catégorisation suivante :

4 [REDACTED]  
5 [REDACTED]  
6 [REDACTED]  
7 [REDACTED]  
8 [REDACTED]  
9 [REDACTED]  
10 [REDACTED]  
11 [REDACTED]

## 5.2 La demande de RTA

12 RTA souhaite la codification à l'annexe Québec d'une clause d'exemption pouvant se lire  
13 ainsi :

14 *Disposition particulière pour les producteurs à vocation industrielle (PVI)*

- 15 • *Les centrales ne pouvant produire plus de 300 MW au point de raccordement du*  
16 *réseau sont exclues.*
- 17 • *Les centres de contrôle ne pouvant contrôler au moins 1500 MW en injection*  
18 *« nette » sur l'interconnexion, aux points de raccordement, sont exclus.*

## 5.3 Fardeau de la preuve

19 La prémisse de base devant orienter les décisions de la Régie devrait être l'harmonisation  
20 du régime des normes de fiabilité québécois avec les normes en vigueur chez ses voisins  
21 nord-américains.

22 RTA et son expert demandent un allègement du régime obligatoire du Québec par rapport à  
23 la demande du Coordonnateur. Selon le Coordonnateur, RTA et son expert ont cependant  
24 le fardeau de démontrer que cet allègement additionnel est justifié ou que RTA peut  
25 bénéficier d'une exclusion particulière de la version 5 des normes CIP.

26 Or, le Coordonnateur a démontré la pertinence d'alléger l'application des normes en  
27 circonscrivant l'application des normes CIP aux centrales du RTP de plus de 300 MW. La  
28 proposition formulée par le Coordonnateur reflète une caractéristique particulière de la  
29 topologie du réseau québécois et de l'action de ses grands automatismes de réseau.

1 La Régie a accepté cette proposition par sa décision D-2016-119 et le résultat constitue un  
2 allègement significatif pour les producteurs de l'interconnexion du Québec.

3 La Régie devrait juger en faveur des normes proposées par le Coordonnateur, qui sont  
4 davantage harmonisées avec les normes en vigueur chez nos voisins que les allègements  
5 demandées par RTA lesquelles ne correspondent qu'à ses propres intérêts.

## **6 Preuve de RTA - pertinence**

### **6.1 L'application du BES états-unien aux installations de RTA, ainsi que les processus d'exclusion et d'inclusion**

6 L'expert de RTA, AESI prétend qu'une entité de l'Interconnexion du Québec ne peut se  
7 prévaloir d'un processus d'inclusion ou d'exclusion comme il est possible de le faire au  
8 États-Unis, auprès de la NERC.

9 Or, au Québec, la Régie approuve le Registre, et une entité peut, dans le cadre de cette  
10 approbation, contester l'application d'une norme ou d'une fonction à ses installations. Le  
11 régime québécois ne prévoit pas de processus d'exclusion ou d'inclusion. Le processus  
12 réglementaire québécois est un substitut suffisant et adéquat qui permet à une entité de  
13 faire valoir ses arguments quant à l'application d'une norme à ses installations. Le  
14 Coordonnateur rappelle qu'il se plie à un processus de consultation publique tel que décrit à  
15 l'annexe de la décision D-2011-139 pour les normes de fiabilité faisant l'objet de la présente  
16 demande préalablement au dépôt pour adoption par la Régie. De plus, la Régie demande  
17 aux entités du Québec, dans le cadre de son examen réglementaire, de déterminer les  
18 enjeux avant toute adoption des normes de fiabilité.

19 Dans le cadre du présent dossier, le Coordonnateur rappelle que RTA n'a émis aucune  
20 demande, ni signalé ses intentions de demander l'octroi d'aucune exclusion de ses  
21 installations de l'application de la version 5 des normes CIP lors de la consultation publique.

22 Bien que le processus d'exclusion ou d'inclusion soit nécessaire et justifié dans le cadre  
23 réglementaire états-unien, le Coordonnateur est d'avis qu'il serait redondant et inutile  
24 d'ajouter un processus d'exclusion ou d'inclusion au processus réglementaire québécois.

25 Ainsi, selon la définition du BES de la NERC en vigueur aux États-Unis, et telle qu'inscrite  
26 au glossaire de la NERC, plusieurs éléments du réseau de RTA seraient inclus au BES,  
27 notamment tous les éléments du réseau de transport exploités à 100 kV et plus, tous les  
28 transformateurs exploités à 100 kV et plus et tous les groupes de production de plus de  
29 20 MVA. La définition comporte également des exclusions qui sont cependant limitées  
30 quant à leur application. Le Coordonnateur aborde ces exclusions de façon détaillée dans

1 les paragraphes qui suivent. Le rapport de l'expert Brian Evans-Mongeon appuie une  
2 conclusion similaire.

## 6.2 Exclusion E1 : réseau radial

3 L'exclusion E1 du BES vise les réseaux de type radia et elle se lit comme suit:

4 *E1 - Radial systems: A group of contiguous transmission Elements that emanates from*  
5 *a single point of connection of 100 kV or higher and:*

6 a) *Only serves Load. Or,*

7 b) *Only includes generation resources, not identified in Inclusions I2, I3, or I4, with an*  
8 *aggregate capacity less than or equal to 75 MVA (gross nameplate rating). Or,*

9 c) *Where the radial system serves Load and includes generation resources, not*  
10 *identified in Inclusions I2, I3 or I4, with an aggregate capacity of non-retail generation*  
11 *less than or equal to 75 MVA (gross nameplate rating).*

12 *Note 1 – A normally open switching device between radial systems, as depicted on*  
13 *prints or one-line diagrams for example, does not affect this exclusion.*

14 *Note 2 – The presence of a contiguous loop, operated at a voltage level of 50 kV or less,*  
15 *between configurations being considered as radial systems, does not affect this*  
16 *exclusion.*<sup>9</sup>

17 Le réseau de RTA est raccordé au réseau d'HQT par quatre interconnexions : deux de ces  
18 lignes sont parallèles et trois de ces interconnexions sont sur des postes distincts. ■

19 ■ Donc,  
20 le réseau RTA ne peut être considéré comme étant radial au sens de la définition de  
21 l'exclusion E1 du BES de la NERC. À tout événement, l'exclusion E1 ne pourrait en aucun  
22 temps s'appliquer à RTA, car le réseau de RTA :

- 23 • Comporte des installations de production lui appartenant ainsi que des installations  
24 de production appartenant à d'autres entités.
- 25 • Inclut de sa production identifiée à l'inclusion I2 du BES (groupes ayant une  
26 production plus grande que 20 MVA)
- 27 • Inclut de la production appartenant à d'autres entités identifiées à l'inclusion I2  
28 (groupes ayant une production plus grande que 20 MVA)

---

<sup>9</sup> « Bulk Electric System Definition Reference Document » - Version 2- avril 2014- page 4 - Consultée en ligne le  
28 octobre 2016 à l'adresse suivante :  
[[http://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201017%20Proposed%20Definition%20of%20Bulk%20Electri/bes\\_phase2\\_reference\\_document\\_20140325\\_final\\_clean.pdf](http://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201017%20Proposed%20Definition%20of%20Bulk%20Electri/bes_phase2_reference_document_20140325_final_clean.pdf)]

### 6.3 Exclusion 2 : Production par un producteur pour ses propres besoins

1 L'exclusion E2 du BES vise à exclure un producteur qui consomme sa propre production et  
2 se lit ainsi :

3 *E2 - A generating unit or multiple generating units on the customer's side of the retail*  
4 *meter that serve all or part of the retail Load with electric energy if: (i) the net capacity*  
5 *provided to the BES does not exceed 75 MVA, and (ii) standby, back-up, and*  
6 *maintenance power services are provided to the generating unit or multiple generating*  
7 *units or to the retail Load by a Balancing Authority, or provided pursuant to a binding*  
8 *obligation with a Generator Owner or Generator Operator, or under terms approved by*  
9 *the applicable regulatory authority.*<sup>10</sup>

10 Aussi, le document de référence technique du BES<sup>11</sup> précise ce qui suit :

11 *"For retail generation meeting the criteria established by Exclusion E2, the retail*  
12 *generation not consumed on site can flow to the BES provided the net capacity to the*  
13 *BES does not exceed 75 MVA." ...*

14 *"The primary purpose of retail customer owned generation in the context of Exclusion*  
15 *E2 is the integrity of steam production that supports a manufacturing process. The*  
16 *electrical Load of that host process does not exist without steam. However, Exclusion*  
17 *E2 might apply to other situations as well." ...*

18 *"Multiple connection points to the BES do not preclude the use of Exclusion E2."*

19  
20  
21

22 Aussi, l'exclusion E2 vise la production, alors que les exclusions E1 et E3 visent  
23 précisément des réseaux, avec ou sans production. L'exclusion E2 ne vise donc pas un  
24 « réseau » avec de la production, mais bien un producteur sans réseau.

25 Finalement, l'exclusion E2 s'applique si la capacité nette (« *net capacity* ») est moins de  
26 75 MVA.

27 Par ailleurs, le même document de référence technique précise ce qui suit :

---

<sup>10</sup> Idem, page 4

<sup>11</sup> Idem, page 51

1                    “The net capacity determination for Exclusion E2 is the net flow to the BES as  
 2                    measured by integrated hourly revenue metering for the most recent 12 month period.  
 3                    Periods of net capacity to the BES that exceed the threshold value when directed by the  
 4                    applicable Balancing Authority do not preclude the ability to utilize this exclusion.” <sup>12</sup>

5                    Le Coordonnateur souligne qu’une capacité est une mesure maximale, pas une moyenne  
 6                    ou une injection nette. Par exemple, la « generator capacity » est la production maximale  
 7                    d’un groupe de production.

8                    Considérant le document de référence technique, une période de capacité nette au-delà du  
 9                    seuil de 75 MVA empêche l’utilisation de cette exclusion E2, à moins que le responsable de  
 10                    l’équilibrage (BA) l’ait ordonnée. En principe, la capacité nette historique dans le présent  
 11                    contexte est la production maximale horaire dans les 12 mois précédents.

12                    La capacité nette est donc la production horaire maximale durant les douze (12) mois  
 13                    précédents, livrée au point de raccordement, nette de la consommation, telle que mesurée  
 14                    par le « retail meter ».

15                    RTA n’a pas de « retail meter ». Le Tableau 2 suivant présente un portrait des livraisons  
 16                    nettes (suivant le modèle boîte noire) du réseau de RTA,

**Tableau 2 : Livraison nette du réseau RTA (MW horaire) (modèle boîte noire)**

Année	Livraison du réseau RTA*		Livraison au-delà du seuil de 75MW	
	MW (moy.)	MW (max)	% des heures	MW (moy.)
2008	■	■	■	■
2009	■	■	■	■
2010	■	■	■	■
2011	■	■	■	■
2012**	■	■	■	■
2013	■	■	■	■
2014	■	■	■	■
2015	■	■	■	■
2016***	■	■	■	■

17                    \* Les livraisons négatives correspondent à des réceptions (imports du réseau de HQT vers RTA).  
 18                    Les puissances rapportées sont horaires.

19                    \*\* L’usine d’Alma a été en conflit de travail pendant six (6) mois de 2012.

20                    \*\*\* 2016-01-01 à 2016-08-31

<sup>12</sup> Idem, page 52



1 Tel qu'il appert du Tableau 2, le réseau RTA livrait en 2015, [REDACTED], soit [REDACTED] % de  
2 l'année au-delà du seuil de 75 MW, avec une moyenne de [REDACTED] durant ces heures.

3 Pour ces raisons, le Coordonnateur considère que l'exclusion E2 ne s'applique pas à RTA.

#### **6.4 Exclusion E3 : Réseau local**

4 L'exclusion E3 « Réseau local » se lit ainsi :

5 *E3 - Local networks (LN): A group of contiguous transmission Elements operated at*  
6 *less than 300 kV that distribute power to Load rather than transfer bulk power across*  
7 *the interconnected system. LN's emanate from multiple points of connection at 100 kV*  
8 *or higher to improve the level of service to retail customers and not to accommodate*  
9 *bulk power transfer across the interconnected system. The LN is characterized by all of*  
10 *the following :*

11 *a) Limits on connected generation: The LN and its underlying Elements do not*  
12 *include generation resources identified in Inclusions I2, I3, or I4 and do not have*  
13 *an aggregate capacity of non-retail rating);*

14 *b) Real Power flows only into the LN and the LN does not transfer energy*  
15 *originating outside the LN for delivery through the LN; and*

16 *c) Not part of a Flowgate or transfer path: The LN does not contain any part of a*  
17 *permanent Flowgate in the Eastern Interconnection, a major transfer path within*  
18 *the Western Interconnection, or a comparable monitored Facility in the ERCOT*  
19 *or Quebec Interconnections, and is not a monitored Facility included in an*  
20 *Interconnection Reliability Operating Limit (IROL).<sup>13</sup>*

21 L'exclusion E3 est accordée si les trois conditions a, b et c sont remplies. Or, deux de ces  
22 conditions ne s'appliquent pas au réseau de RTA, soit les conditions a et b. En effet, le  
23 réseau de RTA inclut des ressources de production identifiées à l'inclusion I2 (groupe de  
24 production ayant une production de 20 MVA ou plus) (condition a) et le réseau de RTA sert,  
25 en tant que transporteur auxiliaire, à transporter de la puissance du réseau HQT à des  
26 postes satellites d'HQT pour desservir de la charge (condition b), soit des transferts de  
27 puissance réelle.

---

<sup>13</sup> Idem, page 4

## 6.5 Le processus d'exception

1 Le processus d'exception de la NERC permet à une entité d'être incluse ou exclue de la  
2 définition du BES. L'application de ce processus demeure cependant marginale,  
3 considérant que le site Web de la NERC ne répertorie que neuf (9) demandes d'exception,  
4 dont certaines ont été refusées.<sup>14</sup>

5 Lorsque la FERC a examiné la nouvelle définition du BES, l'ISO-NE a commenté que  
6 l'exclusion E2<sup>15</sup>, prévue à la définition du BES relative aux producteurs qui consomment leur  
7 propre production, pourrait permettre à un producteur de 400 MW ayant une consommation  
8 de 400 MW, donc une production nette de 0 MW, d'être exclus de la définition du BES,  
9 même si cette entité avait un impact sur la fiabilité du réseau.

10 La FERC, dans son ordonnance no. 773, conclu que si une entité avait un impact sur le  
11 réseau, le processus d'exception permet à ISO-NE d'inclure cette entité dans le BES<sup>16</sup>.

12 Tel que décrit précédemment, aucune exclusion dans la définition BES n'est applicable à  
13 RTA. Même si RTA avait pu techniquement se prévaloir d'une telle exclusion, le  
14 Coordonnateur aurait tenté, comme le processus d'exception le permet aux États-Unis, de  
15 démontrer à la Régie que le réseau RTA est essentiel à la fiabilité du réseau du Québec afin  
16 de l'inclure au RTP.

## 6.6 L'inapplicabilité des exemples de la NERC quant à l'application des normes de fiabilité du Québec à RTA

17 RTA et son expert font valoir que la définition du BES, avec ses inclusions et exclusions,  
18 ainsi que les processus d'exception font en sorte que RTA ne serait pas visée par cette  
19 définition du BES et incidemment par les normes de fiabilité.

20 Si les définitions du BES de la NERC étaient appliquées au Québec, RTA serait davantage  
21 soumises aux normes de fiabilité que celles adoptées par la Régie incluant les annexes  
22 Québec.

23 RTA cherche donc à se soustraire davantage du régime obligatoire du Québec en utilisant  
24 des exemples de la NERC où presque l'ensemble de ses installations seraient visées.

---

<sup>14</sup> BES Case Notes, NERC, Consulté en ligne le 28 octobre 2016 à l'adresse suivante :  
[<http://www.nerc.com/pa/RAPA/BES%20DL/BES%20Case%20Notes.pdf>]

<sup>15</sup> FERC order No. 773- «Revisions to Electric Reliability Organization Definition of Bulk Electric System and Rules of Procedure» - Docket Nos RM12-6-000 et RM12-7-000, page 107-108 – Consulté en ligne le 28 octobre 2016 à l'adresse suivante : [<https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2012/122012/E-5.pdf>]

<sup>16</sup> Idem, p.109

1 Le Coordonnateur note qu'il a déjà allégé le régime de la NERC pour son application au  
2 Québec, tel qu'il l'a justifié à la Régie dans la première phase de ce dossier. RTA demande  
3 que la Régie l'allège plus encore.

### **6.7 L'injection nette d'une centrale de plus de 300 MVA**

4 RTA estime que seule une centrale pouvant contribuer, au net, pour une valeur de 300 MW  
5 au point d'interconnexion avec le réseau HQT, devrait être visée par les normes. Le  
6 Coordonnateur rappelle qu'il n'exploite pas les centrales dans le réseau RTA et que RTA  
7 refuse de divulguer, avec l'approbation de la Régie, les données en temps réel nécessaires  
8 à cette exploitation, notamment la répartition de la production entre les centrales sur le  
9 réseau RTA.

10 Par conséquent, il est difficile d'évaluer les conséquences concrètes de cet argument.  
11 *A priori*, si une centrale peut produire plus de 300 MW, il y existe une configuration de  
12 réseau, de consommation et de production qui peut amener toute cette production à  
13 l'interconnexion avec le réseau d'HQT.

14 Même si certaines configurations du réseau de RTA seraient peu utilisées, le  
15 Coordonnateur rappelle que les normes de fiabilité ne traitent pas juste les cas habituels,  
16 mais également les cas d'urgence, qui sont nécessairement des configurations  
17 inhabituelles.

### **6.8 Le centre de contrôle de RTA**

18  
19  
20  
21

22 Cependant, le Coordonnateur rappelle que RTA est une entité, qui n'est pas simplement un  
23 exploitant d'installation de production (GOP) important, mais également le propriétaire de  
24 réseau de transport (TO) important ainsi qu'un distributeur d'électricité (DP).

25 Aux États-Unis, RTA serait un exploitant de réseau de transport (TOP) et possiblement un  
26 responsable de l'équilibrage de sa propre zone (BA).

27  
28  
29

30 Le rapport d'expert Brian Evans-Mongeon appuie d'ailleurs ce raisonnement.

1 Tel que confirmé par RTA dans la Réponses de RTA à la demandes de renseignements no  
2 2 de la Régie, le centre de contrôle de RTA contrôle une production de [REDACTED]

3 [REDACTED]  
4 [REDACTED] comme le confirme le rapport de l'expert Brian Evans-Mongeon.

5 De plus, le Coordonnateur note que le réseau de RTA a une limite de transit de [REDACTED] en  
6 livraison (export vers le réseau HQT) et [REDACTED] en réception (import du réseau de HQT).  
7 Par contre, les transits horaires historiques correspondants (modèle boîte noire) sont de [REDACTED]  
8 [REDACTED] Par conséquent, RTA peut effectuer un contrôle des transits sur une plage de  
9 de [REDACTED] sur les l'ensemble des interconnexions avec le réseau HQT.

10 D'ailleurs, le contrôle du réseau de transport qu'effectue RTA s'apparente à la fonction TOP.  
11 RTA n'est pas désigné selon la fonction TOP au Québec, même si le témoin expert du  
12 Coordonnateur note que cette désignation serait justifiable ailleurs en Amérique du Nord.

13 [REDACTED]  
14 [REDACTED]  
15 [REDACTED]  
16 [REDACTED]  
17 [REDACTED]  
18 [REDACTED]

### **6.9 L'impact du réseau RTA sur le réseau RTP**

19 Dans ces réponses à la demande de renseignement de la Régie et du Coordonnateur, AESI  
20 note qu'elle ne s'attend pas à ce que la Régie accepte que les exclusions s'appliquent à  
21 RTA. Plutôt, AESI prétend que ces exclusions, lorsque considérées dans leur ensemble,  
22 avec la notion d'« injection nette », [REDACTED]  
23 [REDACTED]

24 Malgré que la notion d'injection nette ne soit reconnue nulle part en Amérique du Nord,  
25 AESI s'appuie sur l'existence, dans certaines normes TOP et IRO au Québec, de la notion  
26 « *au point de raccordement du réseau* ».

27 Lors des débats ayant mené à l'introduction de cette notion, le Coordonnateur souligne qu'il  
28 n'a jamais prétendu que les informations aux points d'interconnexions étaient suffisantes  
29 pour assurer la fiabilité du RTP, que la Régie a décidé que certaines informations en temps  
30 réel n'avaient pas à être communiquées dans le cadre d'une seule norme précise, et que la  
31 Régie a accepté la communication de certaines informations dans l'horizon prévisionnel.

1 RTA et son expert prétendent que le réseau de RTA n'a pas d'impact sur le réseau HQT<sup>17</sup> :

2 *Importantly, there is no realistic or plausible contingency within the RTA network*  
3 *or under the control of RTA's control center, in which 1500 MW or more of its*  
4 *generation can be lost without also losing various loads served by such*  
5 *generation, either through transmission network configuration, due to under-*  
6 *voltage trips and/or separation of the RTA interconnections with HQT due to the*  
7 *line loading exceedances. In other words, it is implausible to have a generation*  
8 *loss of 1500 MW impact on the Quebec Interconnection, triggering equivalent*  
9 *Contingency Reserves, the genesis of the 1500 MW threshold.*

10 Lorsque le Coordonnateur demande si l'avis d'AESI repose sur une analyse du réseau de  
11 RTA et d'HQT, AESI répond qu'il appuie son avis sur les éléments suivants<sup>18</sup> :

12 *[1.] a long standing position maintained by Hydro-Québec, and as filed with the Régie,*  
13 *stating that the “[c]urrent configuration of the Alcan network, the transmitter [HQT*  
14 *as transmission operator] believes that an event on the Alcan network will have no*  
15 *harmful material impact on the reliability of the network “bulk”, which in fact gives it*  
16 *its current status of “non-bulk”]*<sup>19</sup> *meaning in AESI's view, it has local area impact*  
17 *only as defined by NPCC and as articulated in AESI's 2010 report filed before the*  
18 *Régie in the matter R-3699-2009;*

19 *[2.] an understanding that such statements by HQCMÉ were based on analytical*  
20 *studies, and that there has been little change to the RTA Installations and its*  
21 *interconnections with HQT since then to change that perspective;*

22 *[3.] engineering judgment and operating experience based on actual events that have*  
23 *occurred on the RTA Installations over the years.*

24 *The most recent event on June 8th, 2014 and the associated follow-up work*  
25 *with HQT and discussions within the Joint Technical Committee<sup>14</sup> to assess*  
26 *the event and its subsequent RTA report<sup>15</sup>, where the RTA Installations*  
27 *separated from the HQT system, within one (1) second, after a three (3) phase*  
28 *ground fault failed to be cleared by its Protection System. The event having no*  
29 *material impact on the HQT Interconnection and no HQT RTP Facilities*  
30 *tripped;*

---

<sup>17</sup> Pièce C-RTA-0024, p.11

<sup>18</sup> Pièce C-RTA-0035, p.9-11

<sup>19</sup> Tel que cité dans l'originale : R-3498-2002: HQT-6, Document 1, February 5, 2003, at R2.1, p. 5 of 11.

1            *The event, apart from impacting the RTA Installations themselves, only*  
2            *resulting in minor frequency excursion and local area implications resulting in*  
3            *the loss of local loads and depressed local area voltages for a brief period until*  
4            *the fault was cleared.*

5            [4.] RTA's response to HQCMÉ Question 6.717, dated February 19, 2010, with  
6            respect to local area impact and plausible "worst case" contingencies;

7            [5.] RTA's response to HQCMÉ Question 6.118, dated February 19, 2010, with  
8            respect to local area impact;

9            [Le coordonnateur a numéroté les points pour permettre des références dans le texte  
10            qui suit.]

11            Le Coordonnateur note que son affirmation citée par AESI a été faite en février 2003, soit  
12            avant la panne de 2003 citée auparavant et son rapport final en 2004, avant la politique  
13            énergétique du gouvernement du Québec 2006-2016, avant la révision de la LRÉ, avant la  
14            mise en vigueur des normes de la NERC dès 2007. Notamment, cette affirmation du  
15            Coordonnateur précède le *Compliance Guidance Statement #2* du NPCC en 2009 qui  
16            élargissait le champ d'application au-delà du critère A-10 pour les producteurs et la  
17            détermination du («*Brightline*») BES en 2012. Il est à noter que lors de l'établissement de la  
18            définition du BES, la FERC a rejeté le champ d'application BPS utilisé par le NPCC pour  
19            déterminer le champ d'application des normes.

20            Par conséquent, même si la topologie générale du réseau RTA n'a pas changé depuis  
21            2003, le cadre juridique et réglementaire a changé significativement.

22            RTA et AESI semble confondre la notion de BPS avec la notion de RTP, le champ  
23            d'application des normes. Alors que les installations BPS sont critiques pour la fiabilité de  
24            l'interconnexion, les installations RTP, tant de production que de transport, sont également  
25            nécessaires pour appuyer la fiabilité du réseau. Que les installations RTA ne soient pas  
26            désignées BPS n'indiquent pas qu'elles n'ont pas d'impact sur le réseau RTP et donc sur la  
27            fiabilité du réseau électrique.

### **6.9.1    L'évènement du 8 juin 2014 relaté par RTA**

28            Par ailleurs, RTA et AESI présentent l'argument que le réseau de RTA peut se séparer du  
29            réseau principal en îlot de façon non-planifiée et ce, sans avoir un impact sur le réseau  
30            d'HQT. Pourtant, par la définition de la NERC d'un impact négatif sur la fiabilité, un îlot non-  
31            planifié d'une partie importante de l'interconnexion, en occurrence plus de 3000 MW et  
32            environ 8 % de la production, est un impact négatif sur la fiabilité.

1 Le Coordonnateur considère que la panne du réseau RTA au 8 juin 2014 est un exemple  
2 d'une telle séparation non-planifiée.

3 Selon l'affirmation [3] d'AESI, citée précédemment, la panne du 8 juin 2014 n'a eu un effet  
4 que sur le réseau RTA, sans impacter des éléments du RTP. Mise à part le démantèlement  
5 de l'îlot par effondrement, cet évènement a engendrée une panne complète pour [REDACTED]  
6 clients d'HQD durant environ [REDACTED] minutes.

7 Le Coordonnateur note que cette panne a dépassé le seuil du RFP, dont l'opération a été  
8 suspendue et a approché le seuil de déclenchement des automatismes plus importants du  
9 réseau HQT.

10 Les graphiques suivants, obtenues du centre de contrôle d'HQ, lors de l'évènement du 8  
11 juin 2014, démontrent que RTA a eu un impact sur la fréquence, les grands automatismes  
12 ainsi que les transits dans le réseau d'Hydro-Québec.

**Figure 1 : Tension et fréquence au poste Nicolet**



13 Tel qu'il appert à la Figure 1, la fréquence a chuté à [REDACTED] et la tension normale de 735  
14 kV à environ [REDACTED]. Plusieurs minutes ont été nécessaires afin que la situation puisse se  
15 rétablir aux valeurs de stabilité.

Figure 2 : Transit de la ligne [REDACTED] au poste Laurentides



- 1 Tel qu'il appert à la Figure 2, la puissance transitant de RTA vers HQ fut interrompue à la
- 2 ligne [REDACTED].

Figure 3 : Transfert de transit net entre HQ et RTA aux points d'interconnexions





- 1 Tel qu'il appert à la Figure 3, l'importation du réseau de RTA au réseau HQT originellement
- 2 à [REDACTED], devient une exportation du réseau HQT au réseau de RTA à près de [REDACTED]

**Figure 4 : Production à la centrale [REDACTED]**



**Figure 5 : Production à la centrale [REDACTED]**



- 1 Tel qu'il appert aux Figures 4 et 5, la production des centrales [REDACTED] a
- 2 augmenté pour compenser la perte de production de la centrale Isle-Maligne. Les
- 3 augmentations de puissance furent d'environ [REDACTED] respectivement.

**Figure 6 : Marge de réglage du RFP**



- 4 Tel qu'il appert à la Figure 6, l'automatisme RFP (régulateur fréquence-puissance) fut
- 5 suspendu à cause du dépassement du seuil d'opération du RFP.
- 6 Les Figures démontrent que l'événement a eu un impact négatif sur le RTP, sur la
- 7 fréquence du réseau du Québec, ainsi que sur la tension et la configuration du réseau
- 8 d'HQT. L'utilisation de lignes de transport RTP et de centrales alimentant des lignes de
- 9 réseau BPS comme ceux de [REDACTED] pour réalimenter les charges dans
- 10 la zone RTA peuvent impacter la limite de transit IROL.
- 11 Le 8 juin 2014, aucun autre incident n'a eu lieu en même temps sur le réseau québécois et
- 12 le réseau a ainsi pu réagir. Si cet événement avait été planifié par une personne
- 13 malveillante et conjugué à d'autres évènements sur le réseau, l'impact négatif sur la fiabilité
- 14 du réseau aurait été d'autant plus grand.

### **6.9.2 Autres évènements historiques**

- 15 Le réseau de RTA perturbe le RTP souvent. Depuis le début 2016, le réseau RTA a imposé
- 16 des déviations mesurables de fréquence allant jusqu'à [REDACTED] et ce, parfois trois fois par



**Tableau 4 : Modification maximales de transferts entre le réseau HQT et le réseau RTA**

Données aux heures (min, max) pour la période (2008-01-01 à 2016-08-31)

Augmentations d'importation vers le réseau RTA					Augmentations d'exportations du réseau RTA				
rang	date	Qté (MW)	Temps (min)	Pente* (MW/min)	rang	date	Qté (MW)	Temps (min)	pençe* (MW/min)
1					1				
2					2				
3					3				
4					4				
5					5				
6					6				
7					7				
8					8				
9					9				
10					10				

\* La pente (« ramp rate ») est un calcul à partir des valeurs au début et à la fin du changement (peak-to-trough) et donc n'est qu'un estimé des pentes (« ramp rate ») actuelles

1 Le réseau de RTA subit des événements qui ont pour résultat des modifications de  
 2 transferts importants dans de courts laps de temps. Ceci démontre l'amplitude des transferts  
 3 pouvant être observés entre le réseau de HQT et le réseau de RTA.

4 [redacted] RTA  
 5 peut également induire des variations qui se situent près de sa limite de [redacted] en  
 6 exportation et jusqu'à [redacted] en importation, et vice-versa.

7 Avec une fréquence de perturbations importante, ce n'est qu'une question de temps avant  
 8 qu'une de ces perturbations ne coïncide avec un autre événement de réseau d'HQT.

### 6.9.3 Études de perturbations

9 Le Coordonnateur dépose à l'annexe A une analyse des impacts du réseau de RTA. Ces  
 10 simulations présentent divers scénarios d'une personne malveillante ou d'un saboteur qui  
 11 souhaiterait s'attaquer au réseau du Québec par l'entremise du centre de contrôle de RTA.

12 L'analyse adopte les hypothèses de base suivantes :

- 13 • Le réseau est près de son minimum de charge en été.
- 14 • La ligne [redacted] est hors service et le transit vers HQT est de [redacted].

- 1 Le Tableau 5 suivant résume les scénarios :

**Tableau 5 : Scénarios des études de perturbation**

Nb	Description	Résultat
1	[Redacted]	[Redacted]
2	[Redacted]	[Redacted]
3	[Redacted]	[Redacted]
4	[Redacted]	[Redacted]

2 Ces études démontrent que le centre de contrôle de RTA peut avoir un impact sur le réseau  
 3 d'HQT [Redacted]

4 [Redacted]  
 5 [Redacted]

#### 6.9.4 Impact sur les limites

6 Actuellement, le Coordonnateur n'a pas désigné d'éléments de RTA comme critiques pour  
 7 le calcul de limites IROL (Critère 2.6 dans la norme CIP). Le Coordonnateur note que le  
 8 réseau de RTA [Redacted] Dans l'état actuel des  
 9 choses, notamment à cause d'un manque d'informations en temps réel obtenues par le  
 10 Coordonnateur sur le réseau de RTA, il est difficile d'évaluer l'impact sur le réseau HQT de  
 11 ce [Redacted]

12 [Redacted]

1 Actuellement, le Coordonnateur exploite le réseau avec des hypothèses conservatrices

2  
3  
4  
5

**7 Réponse à l'argument de RTA – impact des normes CIP sur les installations de RTA**

**7.1 L'impact est important**

6  
7  
8  
9  
10

**7.2 Les mesures de sécurité et de cybersécurité de RTA**

11  
12  
13  
14

**7.2.1 Identification et catégorisation des installations et des systèmes électroniques du BES**

15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

**7.2.2 Périmètre de sécurité physique**

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

**7.2.3 Périmètre de sécurité électronique**

19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30

[Redacted text block]

[Redacted text block]

**7.2.4 Protection des systèmes**

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- 11
- 12
- 13
- 14
- 15
- 16
- 17
- 18
- 19
- 20
- 21
- 22
- 23
- 24
- 25
- 26
- 27
- 28
- 29
- 30
- 31
- 32
- 33
- 34
- 35

[Redacted content]

[Redacted content]

[Redacted content]

[Redacted content]

[Redacted content]



1  
2  
3



## 8 Recommandation du Coordonnateur

### 8.1 Impact négatif sur la fiabilité

4 Le Coordonnateur rappelle qu'un impact négatif sur la fiabilité est défini au glossaire des  
5 *termes et acronymes relatifs aux normes de fiabilité*, comme étant :

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

10 À ce titre, les pannes d'électricité en cascade ne sont pas les seuls seuils d'éléments ou  
11 impacts négatifs sur la fiabilité qui peuvent être invoqués ici. Le Coordonnateur rappelle que  
12 le NPCC a également une définition des impacts négatifs sur la fiabilité :

#### 13 **«NPCC definition –significant adverse impact**

14 *With due regard for the maximum operating capability of the affected systems,*  
15 *one or more of the following conditions arising from faults or disturbances, shall*  
16 *be deemed as having significant adverse impact:*

#### 17 *a. Instability;*

- 18 • *any instability that cannot be demonstrably contained to a well-*  
19 *defined local area.*
- 20 • *any loss of synchronism of generators that cannot be*  
21 *demonstrably contained to a well-defined local area*

#### 22 *b. Unacceptable system dynamic response;*

- 23 • *an oscillatory response to a contingency that is not demonstrated*  
24 *to be clearly positively damped within 30 seconds of the initiating*  
25 *event.*

#### 26 *c. Unacceptable equipment tripping*

---

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

- 1                                   • *tripping of an un-faulted bulk power system element (element that*  
2                                   *has already been classified as bulk power system) under planned*  
3                                   *system configuration due to operation of a protection system in*  
4                                   *response to a stable power swing*
- 5                                   • *operation of a Type I or Type II Special Protection System in*  
6                                   *response to a condition for which its operation is not required*
- 7                                   *d. voltage levels in violation of applicable emergency limits;*
- 8                                   *e. loadings on transmission facilities in violation of applicable emergency*  
9                                   *limits.»<sup>21</sup>*

10 L'argument d'AESI voulant que RTA n'ait pas d'impact sur la fiabilité repose entièrement sur  
11 le fait que RTA n'a pas d'élément BPS et ne peut pas engendrer une panne en cascade. Ce  
12 seul critère a déjà été rejeté en Amérique du Nord.

13 Quand la NERC exige l'enregistrement des centrale de plus de 75MW, ce n'est pas parce  
14 que ces centrales prisent individuellement peuvent faire tomber l'Interconnexion de l'Est,  
15 c'est que ces centrales participent, toute et chacune, au maintien de la fiabilité.

16 Il est indéniable que RTA a un impact réel sur la fiabilité du réseau. Certes, le  
17 Coordonnateur a toujours réussi à gérer ces impacts, sans provoquer une panne en  
18 cascade. Cependant, une mauvaise conjoncture de réseau, conjuguée avec une attaque  
19 d'une personne malveillante pourrait provoquer une panne en cascade. Le Québec n'a pas  
20 connu de panne générale depuis 1989.

21 Le centre de contrôle de RTA et ses installations de production et de transport peuvent avoir  
22 un impact en temps réel sur la fiabilité des opérations du RTP. Ils peuvent, par leur perte, si  
23 attaqués, rendus inopérants ou détournés de leurs fonctions principales, engendrer une  
24 variation en fréquence ou un délestage en sous-fréquence sur le réseau de transport de  
25 l'Interconnexion du Québec. Rappelons aussi que le réseau de RTA dessert de la charge  
26 locale de HQD et est un réseau de transport auxiliaire. De plus, les installations du réseau  
27 de RTA contiennent des actifs électroniques du BES pouvant, si attaqués, endommagés,  
28 mal utilisés ou rendus indisponibles avoir un impact suffisant sur la fiabilité du réseau, et  
29 puisque ces actifs électroniques du BES sont regroupés logiquement dans des systèmes  
30 électronique BES, ces installations devraient être assujetties aux normes CIP.

31 L'injection de puissance «nette» telle que suggérée par RTA n'est pas un concept existant  
32 dans le modèle de fiabilité de la NERC, et ce, plus spécifiquement concernant un réseau

---

<sup>21</sup> NPCC – *Glossary of terms* - page 17- Consulté en ligne le 28 octobre 2016 à l'adresse suivante :  
[[https://www.npcc.org/Standards/Directories/Glossary%20of%20Terms%20\\_20140114.pdf](https://www.npcc.org/Standards/Directories/Glossary%20of%20Terms%20_20140114.pdf)]

1 synchrone situé dans une même zone d'équilibrage, sous la juridiction d'un même  
2 Coordonnateur de la fiabilité, lequel réseau alimente des charges, via un réseau de  
3 transport auxiliaire, desservies par un distributeur, possédant des installations de  
4 production, et raccordant des installations de production n'appartenant pas à l'entité. Le  
5 Coordonnateur est d'avis qu'aucune exclusion du BES ne serait accordée au type de  
6 réseau de RTA aux États-Unis puisque ce réseau peut avoir un impact négatif sur la fiabilité  
7 de l'Interconnexion Québec au sens des normes de fiabilité. La nature des menaces sur les  
8 réseaux électriques ayant évolué significativement, il ne suffit pas de se protéger contre les  
9 événements de nature électrique seulement vécues par le passé.

10 La Régie a déjà accepté au présent dossier un champ d'application qui, par ailleurs, allège  
11 l'application des normes CIP au Québec. Le Coordonnateur ne peut appuyer un allègement  
12 additionnel aux normes CIP pour l'entité RTA au-delà de celui que la Régie a accepté pour  
13 les autres entités du Québec dans la première phase du présent dossier.

## **8.2 Le fardeau appartient à RTA**

14 Selon le Coordonnateur, RTA demande un allègement du régime obligatoire du Québec  
15 quant à son assujettissement aux normes CIP. Le fardeau de justifier l'allègement  
16 appartient à RTA. Selon le Coordonnateur, RTA n'a pas rempli ce fardeau démontrant que  
17 son interprétation de l'application des normes CIP n'aura aucune incidence sur la fiabilité.  
18 Par conséquent, l'allègement du régime obligatoire québécois demandé par RTA n'est pas  
19 justifié.